Eduardo Acosta Hermoso

ANALISIS HISTORICO de la O.P.E.P

VOLUMEN II

Eduardo Acosta Hermoso

Análisis Histórico de la O. P. E. P.

VOLUMEN II

CARACAS / VENEZUELA

PROLOGO

El Dr. Eduardo Acosta Hermoso, mi viejo y apreciado amigo, me ha honrado con la solicitud de escribir una nota introductoria a su interesante obra *Análisis Histórico de la OPEP.* Ciertamente considero un privilegio que tan calificado autor, Ingeniero Petrolero de meritoria trayectoria profesional y de grandes virtudes ciudadanas, me haya concedido la oportunidad de enjuiciar las actividades de la Organización de Países Exportadores de Petróleo, organismo supranacional, del cual Venezuela es país signatario.

La OPEP, a diez años de su fundación, superando obstáculos dentro y fuera de la organización, se perfila hoy como un poderoso organismo internacional capaz de adoptar importantes decisiones dentro del marco de la industria petrolera mundial. En una concepción general, la OPEP es para los países propietarios de la riqueza petrolera, lo que las "Ocho Grandes" representan para el sector privado internacional de la industria. Como lo dice el autor, ambos sectores han propugnado el equilibrio de la oferta y la demanda para lograr la estabilidad de los precios y mercados, sólo que los beneficiarios en el primer caso son los países que tienen la propiedad inalienable e imprescriptible de los yacimientos petrolíferos, mientras que en el otro, son los accionistas de los grandes consorcios internacionales. Puede colegirse que la medida más eficaz dentro del mecanismo de los precios internacionales del petróleo es la regulación de la oferta, como quedó demostrado por los resultados obtenidos por el Trust de la Standard en 1882, el Convenio de Achnacarry en 1928 y las recientes medidas restrictivas de la producción que puso en vigencia el gobierno de Libia. Este último hecho, a mi juicio es un conspicuo y aleccionador ejemplo de la eficacia que puede alcanzar la OPEP en la formación de los precios internacionales del petróleo.

Debe entenderse que los países que integran la OPEP, por el hecho de poseer grandes riquezas petroleras, virtualmente constituyen un

grupo privilegiado en la comunidad internacional, por cuanto son dueños del combustible de mayor utilidad para la humanidad y, por consiguiente, tienen estos países la inmensa responsabilidad de lograr una explotación racional de este recurso natural no renovable para beneficio de la civilización.

Por otra parte, debe tomarse muy en consideración que la creciente tasa de producción acelera el proceso de agotamiento de los yacimientos petrolíferos, es decir, que en los países exportadores se opera la liquidación progresiva de este valioso activo nacional. En este sentido, es obvio que la OPEP es el instrumento más idóneo para compensar a los países productores por el empobrecimiento ocasionado por la liquidación progresiva de este recurso, en donde el esfuerzo humano resulta impotente para reponerlo. Cabe mencionar aquí la Resolución IV-33 de la OPEP, mediante la cual se reconoce el valor intrínseco del petróleo al disponer que la regalía se compute como un costo de la industria y no como un cargo contra el impuesto sobre la renta.

El Dr. Acosta Hermoso manifiesta que las reivindicaciones sobre tan importante materia sólo se lograron parcialmente debido a las extrañas circunstancias que conformaron el proceso de negociación, las cuales pusieron en peligro la existencia de la OPEP, por la no adopción de una posición solidaria de los países reclamantes y por el logro de ventajas incompatibles con los altos propósitos de la institución, por parte de algunos de ellos. De seguida subraya el autor, refiriéndose a esta Resolución, que ella constituye la consagración en el ámbito internacional de un viejo postulado de la política petrolera venezolana, pues bien sabido es que en nuestro país siempre se ha considerado la regalía como un costo y, no obstante el hecho de que Venezuela no tenía interés directo en el asunto, ha debido tener una participación más activa en estas gestiones reivindicativas, ya que en las conferencias que trataron sobre la materia, se adoptaron importantes resoluciones.

La OPEP, luego de superar la crisis originada por las resoluciones adoptadas en la IV Conferencia celebrada en Ginebra en 1962, a saber: la IV-32, relativa a la restauración de los precios a los niveles anteriores a agosto de 1960; la IV-33 que consideró la regalía como un costo y la IV-34 sobre la eliminación de gastos de mercadeo, dictó en Trípoli en julio de 1965, una de las resoluciones más importantes de su historia, la IX-61, que contempló un plan de producción para los países de la OPEP basado en aumentos racionales de la explotación que pudiesen satisfacer la demanda petrolera mundial.

Con la Resolución IX-61, la OPEP se encamina hacia el cumplimiento de su objetivo fundamental, el de lograr para el petróleo precios justos, remuneradores y estables. Sin embargo, este programa, más que un simple acuerdo de precios, debe ser fundamentalmente un convenio general para regular la producción, es decir, un régimen de contingentación que regule la oferta y así poder controlar efectivamente los precios.

Las resoluciones XX-112 y la XXI-121 son complementarias de la ya citada IX-61, por cuanto contemplan la implantación definitiva de un programa conjunto de producción. Especial interés reviste la Resolución XXI-121 dictada por la Conferencia celebrada en Caracas en diciembre de 1970, debido a que en ella se creó un Comité Permanente integrado por un representante de alto nivel de cada país miembro que estudiará los factores pertinentes que deben tomarse en cuenta en la elaboración del programa conjunto de producción, el cual entrará en vigencia a principios de 1972.

En síntesis, la adopción de un programa general de producción es un problema complejo, por cuanto además de requerir una posición solidaria del grupo de países, es necesario considerar múltiples factores que influyen en el sistema como se infiere del hecho de que la OPEP ha dictado tres resoluciones sobre la materia y que han transcurrido cinco años sin que se haya puesto en vigencia tan interesante programa. No hay duda de que con su implantación la OPEP robustecerá plenamente su posición como organismo regulador de los precios del petróleo en el mercado internacional.

Dada la importancia de los temas tratados en la Conferencia XXI de la OPEP celebrada recientemente en Caracas, y por cuanto la obra del Dr. Acosta Hermoso versa sobre la historia de la OPEP, no debo soslayar la referencia a otras interesantes resoluciones adoptadas en dicha Conferencia. Específicamente a la Resolución XXI-120, en la cual se destacan los siguientes puntos: el establecimiento de la tasa mínima del 55% en el impuesto sobre la renta; la eliminación de las disparidades en las cotizaciones del petróleo crudo a los efectos fiscales; el establecimiento de aumentos uniformes en los precios cotizados que reflejen el mejoramiento del mercado; la adopción de un nuevo sistema de diferenciales para ajustar los precios cotizados y, finalmente, la eliminación total de los descuentos concedidos a las compañías petroleras. Conviene observar que la primera de estas medidas fue

superada por Venezuela con el establecimiento de la tarifa del 60% en la Ley del Impuesto sobre la Renta.

Otra trascendente Resolución es la que se refiere a los ajustes de que pueden ser objeto los precios de referencia del petróleo para compensar las variaciones en la paridad de las monedas que tengan un efecto adverso sobre el poder adquisitivo de los ingresos petroleros de los países miembros de la OPEP. En esta forma se salvaguardan los ingresos reales de los países exportadores, tan necesarios para el financiamiento de sus programas de desarrollo económico y social.

El Dr. Eduardo Acosta Hermoso ha realizado una prolija labor y de mucha utilidad, al analizar las principales actividades de la OPEP. Sin duda su actuación como Gobernador de Venezuela en dicho organismo, abonada por su gran capacidad y bajo el signo de su acendrado nacionalismo, le ha permitido escribir esta notable obra, la cual es una valiosa contribución a la divulgación de los problemas que gravitan sobre la industria petrolera internacional.

Concluyo este prólogo reafirmando mi fe en los objetivos de la OPEP, organismo que propende al mejoramiento económico de los países que la integran, y cuya fuerza en la determinación de los precios del petróleo se deriva del hecho de que los países que la forman poseen más del 70% de las reservas mundiales, exportan el 84% del total mundial y producen el 55% de la producción mundial. Corresponde a la OPEP la trascendental función de velar por la explotación racional del petróleo y, lo que es de suma importancia, por su adecuada comercialización, pues tiene la inmensa responsabilidad de administrar este recurso para beneficio de la humanidad.

César Balestrini C.

Caracas, diciembre de 1970.

PROLOGO DEL AUTOR

En la primera parte del *Análisis Histórico de la OPEP,* salido a la luz en octubre de 1969, había prometido publicar una segunda parte que cubriera todo el trayecto histórico de la OPEP, desde la IV Conferencia celebrada en Ginebra, Suiza, hasta la XII celebrada en Kuwait en diciembre de 1966.

Sin embargo, se ha hecho un esfuerzo mayor para tratar de incluir en este tomo las últimas gestiones realizadas en el seno de la Organización para así tener, lo más al día posible, a los sectores profesionales y laborales que están interesados en estas cuestiones relativas a la Organización de Países Exportadores de Petróleo.

Incuestionablemente esta segunda parte permite analizar la evolución sufrida por la OPEP y, sobre todo, la terrible crisis sufrida por la Organización con la celebración de la V Conferencia que ocurrió en Riyadh, Arabia Saudita, en dos etapas distanciadas por un lapso de un año. Esta V Conferencia comenzó en diciembre de 1962, se suspendió al no llegar a resultados específicos con respecto a cuestiones trascendentales sobre la Resolución IV-33 de Ginebra que se refería específicamente al tratamiento de las regalías como costos y su influencia en la determinación de la cuantía del Impuesto sobre la Renta de los Países Miembros y, por ende, su impacto sobre la participación total en el beneficio petrolero. La Conferencia se reanudó en diciembre de 1963 y fue entonces cuando se encontró una salida al impasse surgido dentro del seno de la Organización ocasionado por posiciones adoptadas por los representantes de Irán y Arabia Saudita, principalmente, en relación con esta cuestión de la Resolución IV-33.

CAPITULO I

LA IV CONFERENCIA DE LA OPEP

La Gaceta Oficial Nº 795-1 Extraordinaria de Venezuela del 2 de julio de 1962, trae las Resoluciones IV-30 a IV-35, correspondientes a la IV Conferencia de la OPEP celebrada en Ginebra, Suiza, en dos períodos: 5 al 8 de abril de 1962 y 4 al 8 de junio del mismo año. Los Jefes de las Delegaciones de los países miembros asistentes fueron:

Indonesia:	*Ibnu Sutowo*
Irán:	*Fuad Rouhani*
Kuwait:	*Ahmed Sayed Omar*
Libia:	*Salim Lutfi Al-Quadi*
Qatar:	*Hassan Kamel*
Arabia Saudita:	*Ahmed Zaki Yamani*
Venezuela:	*J. P. Pérez Alfonzo*

Esta Conferencia puede considerarse como una de las más importantes, si no la más importante, de las celebradas por la OPEP. En efecto, de las Resoluciones aprobadas por la Conferencia, cuyos textos originales en la versión en español aparecen en el apéndice del presente libro, se destacan la IV-31 por medio de la cual se admitieron como miembros de la Organización, al Reino Unido de Libia y a la República de Indonesia y las Resoluciones IV-32, IV-33 y IV-34 que se discutirán detalladamente a continuación:

La Resolución IV-32 hizo algunas consideraciones en torno a la baja de los precios cotizados en el Golfo Pérsico ocurrida en agosto de 1960; al hecho de que la producción (exportación) de petróleo constituía la fuente más importante de ingresos para los Países Miembros de la OPEP y que la reducción de los precios de venta del petróleo incidía sobre esos ingresos provocando un retraso en la realización y ejecución de los planes de desarrollo y en el poder adquisitivo y, con ello, un desajuste en la economía de estos países, y a la circunstancia de que

por estas razones los países de la OPEP debían intervenir para evitar estas situaciones críticas planteadas por las bajas de los precios de venta del petróleo, por lo cual, se adelantó la recomendación de que los Países Miembros iniciarían negociaciones con las empresas petroleras con el fin de buscar alguna vía que garantizara ingresos basados en precios no inferiores a los establecidos o existentes antes de agosto de 1960.

La Resolución adelantaba que en caso de no obtenerse resultados positivos en la dirección señalada en un período razonable de tiempo, los Países Miembros celebrarían consultas con la finalidad de resolver sobre las medidas que fuera aconsejable tomar para restaurar los precios del petróleo a los niveles existentes antes de agosto de 1960. Se recomendaba, también, que la OPEP preparara a través de la Junta de Gobernadores, un estudio exhaustivo que permitiera orientar su política futura sobre los precios del petróleo que podría ser, por ejemplo, la correlación de éstos con un índice de precios de los artículos de importación requeridos por el desarrollo industrial y económico de los Países Miembros [1].

La anterior Resolución de la OPEP planteaba la vieja cuestión de los precios del petróleo en el mercado internacional que venía de ser reanimada por las bajas de precios que se habían originado en los E.U.A. en 1958 y que habían culminado en el Golfo Pérsico en 1960, después de haber causado especial erosión en los precios de realización en Venezuela, especialmente en 1959. Las bajas de los precios cotizados en el Golfo Pérsico o Arábigo en 1960 fueron las que dieron origen a la OPEP en septiembre del mismo año. Siendo esta materia de tan fundamental trascendencia, vale la pena hacer en este punto un recuento de la situación histórica de los precios y de su basamento económico, no sin antes hacer la advertencia de que el enfoque económico actual, tiende a atribuirle a la industria petrolera del pasado criterios y conceptos que, sólo hoy en día, tienen el respaldo de un análisis realmente informado o explicado por principios económicos. Debe recordarse que esta ciencia, aplicada a la industria petrolera, es relativamente reciente, como lo demuestra el hecho de que los textos sobre economía petrolera apenas si comienzan a existir a partir de 1940 cuando eran muy elementales, siendo muchos de ellos más recientes aún. Por lo demás, es bien sabido por los expertos del ramo,

1. Este asunto fue tratado por el autor en el libro intitulado *La Comisión Económica de la OPEP - Objetivos y Posibilidades.*

que los precios del petróleo se han considerado a través de toda la historia del desarrollo de la industria como "precios administrados" (Zimmerman, *Conservation in the Production of Petroleum, Petroleum Monograph,* Series, Vol. 2, Yale University Press, 1957), y que hoy en día aún con la existencia de un oligopolio petrolero mundial de base más ancha, esta aseveración continúa siendo verdad.

Pero, ¿cómo se originó la estructura internacional de los precios del petróleo? ¿Es cierto que exista hoy en día una estructura internacional de precios que representa las realidades del mercado actual y que sea el resultado de la evolución de una estructura inicial que surgió en la época del nacimiento de la industria petrolera como tal? Interesantes preguntas que deben ser contestadas con claridad para que las partes involucradas, básicamente, los consumidores y los oferentes, puedan adoptar líneas de política petrolera que vayan en procura de su mejor interés. Para contestar, pues, vayamos a la prehistoria de la industria y tratemos de establecer las bases de la oferta y de la demanda entonces y en los períodos subsiguientes.

CAPITULO II

ANTECEDENTES

Sin entrar a analizar la situación en los E.U.A. a partir del descubrimiento del pozo Drake en 1859, se debe mencionar que este desarrollo dio origen a la industria petrolera en ese país, sirviendo de estímulo para otros desarrollos en el mundo como fue el caso de Rusia (1863), Indonesia (1885), Rumania (1900), México (1901), Irán (1908), Venezuela (1914) y en algunos países más, en años subsiguientes.

La industria petrolera a escala internacional se inicia en los E.U.A., por lo que los eventos ocurridos en ese país van a determinar en buena parte lo acaecido en el resto del mundo. Y la evolución del mercado en el ámbito internacional ha de hacerse a través del estudio de la oferta y de la demanda en el mismo ámbito. Obviamente este análisis está relacionado íntimamente con la estructura misma de la industria petrolera y con la forma en que se originaron las empresas productoras, exportadoras, vendedoras y distribuidoras. También, el análisis del mercado trae aparejado el de los precios del producto que se comercia en él y es por eso que el estudio del proceso de evolución de los precios del petróleo es, en última instancia, pertinente y tiene relación con la evolución del mercado, aun cuando dicha relación sea para la industria petrolera, *sui generis*.

Establecido esto, examinemos algunas cuestiones que puedan ser consideradas como antecedentes en relación con la industria del petróleo. Para comenzar, se dirá que el petróleo (los hidrocarburos) es un recurso o un bien económico esencial para el desarrollo industrial y económico de los pueblos. El American Petroleum Institute reconoce las siguientes etapas en la historia del petróleo:

1. De 1859 a 1874, época del *querosén,* que fue entonces el principar producto de la refinación y del consumo. Este producto venía a sustituir al aceite de ballena que era el iluminativo utilizado entonces.

ii. De 1874 a 1904, ocurre la etapa de los *lubricantes,* estimulada por el desarrollo industrial de los E.U.A. Nuevamente se nota en este período la influencia del consumidor estadounidense en la orientación de la expansión de la industria que ya había comenzado a dar sus primeros pasos en el campo internacional con los descubrimientos en Rusia, Rumania y México.

iii. De 1904 en adelante, la etapa de la *gasolina,* impulsada por la aparición del automóvil, del avión y de los ejércitos mecanizados. Esta fase marca la verdadera era del petróleo y es curioso anotar que, por años, la producción de crudo y la de la gasolina han estado estrechamente ligadas como también lo han estado sus precios.

Con todo, a estas etapas del API podría agregarse otras que serían:

iv. De 1914 en adelante, cuando la flota inglesa hace la conversión del carbón a los *bunkers,* entrando entonces los derivados más pesados a ocupar puesto importante en la demanda; situación que se afirma posteriormente con la utilización del combustible residual en las plantas térmicas para la generación de energía eléctrica.

v. De 1930 en adelante, etapa de los *destilados medianos,* que encuentran gran utilización como combustibles para el consumo del sector doméstico y cuando el *aceite "diesel"* cobra importancia con la aparición de máquinas de combustión interna más perfeccionadas.

vi. La nueva etapa del *querosén,* impulsada a partir de la II Guerra Mundial cuando hacen su aparición los aviones de propulsión a chorro y los grandes transportes aéreos internacionales, etapa que marca un proceso de continuo crecimiento del consumo del querosén en los denominados combustibles de turbina y de propulsión.

vii. La etapa del *gas,* iniciada en años anteriores a la II Guerra con una formidable expansión después de 1945.

viii. La etapa *petroquímica* que, iniciada en los albores de 1920, se afirma y cobra fuerzas a partir de la década del 40.

Todas estas fases han visto fluctuaciones en el precio del petróleo, aunque la que ha tenido mayor influencia en la forma de fijación

del precio ha sido la misma gasolina, sin que hasta ahora haya aparecido un sistema alterno que tome en cuenta los requerimientos del mercado de otros productos, como los ya mencionados [2]. Hasta el presente y hablando en términos muy generales, el precio de la gasolina y su contenido en un petróleo determinado, ha constituido la base para la formación del precio de este petróleo. Por eso, los petróleos livianos de los cuales se extraía originalmente por destilación simple la mayor cantidad de gasolina, daban lugar a precios más altos, mientras que los petróleos de bajo contenido de gasolina, que eran los pesados, recibían precios menores. Algunos petróleos con alto contenido de lubricantes se consideraban como crudos especiales que debían recibir también tratamiento especial en cuanto al precio se refiere. Igual cosa se hacía con petróleos que exhibieran algunas cualidades especiales como eran contenido bajo de azufre, o de metales y punto de fluidez adecuado.

Modernamente la situación, al menos para algunos países, grandes consumidores de petróleo, como los E.U.A., se explica con base a la elasticidad-precio de la demanda para los productos obtenidos de la refinación y consumidos por el mercado. Desde este punto de vista, es decir, del refinero, los cálculos de los costos y de los rendimientos económicos deben estar fundamentados, principalmente, sobre los productos de elasticidad-precio menor o de demanda más inelástica, porque son de mayor obligación para el consumidor en cuanto a que no dispone de sucedáneos como sería el caso de la gasolina en el sector transporte, del querosén y del combustible "diesel" en el mismo sector, de los *bunkers* en el consumo marítimo y de los lubricantes que son el producto de demanda más inelástica al precio. No es este el caso, en los E.U.A., del combustible residual utilizado en el sector de generación de electricidad por cuanto allí compite con el carbón y con el gas, en un caso de elasticidad cruzada definida matemáticamente por la expresión:

$$E = \frac{Y_2}{Y_1} \cdot \frac{dy_1}{dy_2}, \text{ en donde}$$

Y_2 = precio inicial del producto sucedáneo del combustible residual, vale decir, carbón o gas.

Y_1 = cantidad de combustible residual inicialmente demandada.

---

2. Ver los *Precios de los crudos en base a su índice de rendimiento medio* por el Ingeniero J. R. Cabello, Septiembre 30 de 1959 (inédito).

dy_1 = incremento experimentado por la demanda Y_1.

dy_2 = incremento experimentado por el precio inicial del producto sucedáneo.

En otras palabras, esta elasticidad cruzada del combustible residual sería el cuociente de las variaciones relativas en la cantidad demandada de combustible residual sobre las variaciones relativas experimentadas por el precio del bien sucedáneo (carbón, gas, etc.), es decir,

$$E = \frac{dy_1}{Y_1} : \frac{dy_2}{Y_2}$$

Igual cosa se podrá decir de los destilados medianos que encuentran sustitutos o sucedáneos en el sector doméstico de consumo. Es decir, en estos últimos ejemplos de elasticidad cruzada, si los precios del producto sucedáneo disminuyen quedando iguales los del combustible residual, por ejemplo, la cantidad demandada del combustible residual disminuiría en una proporción más rápida, originándose la sustitución de éste por la del sucedáneo (carbón o gas). Esto hace al combustible residual muy vulnerable en el mercado de E.U.A. a la competencia con el carbón y el gas o viceversa y de allí la necesidad de que exista cierta paridad entre el precio de uno y otro combustible. Con todo, el refinador estadounidense ha buscado dentro de una situación de formulación de los precios del petróleo con base en los productos de demanda más inelástica, producir cada vez menores cantidades de combustible residual que considera como un subproducto sobre el cual no debe recaer el esfuerzo de sostener los costos ni los rendimientos de la refinación (Morris Adelman hace algunas consideraciones muy interesantes sobre esta materia en su artículo *Oil Prices in the Long Run 1963-1975*).

La situación del refinador europeo en la parte occidental de ese continente es asimilable al caso anterior, aunque de una manera artificial, por cuanto la paridad de precios del combustible residual con el carbón para el consumidor se busca a través de impuestos directos e indirectos sobre el combustible residual, y por cuanto la industria carbonera del occidente europeo no está en condiciones técnicas ni económicas de competir en pie de igualdad con el combustible residual doméstico o importado [3].

---

3. Ver la obra *The elasticity of demand for crude oil at the source and its implications for exporting countries* por Isam K. Kabbani, Londres, Mayo 7 de 1964.

Con estas consideraciones se quiere llegar a la conclusión de que la formulación de los precios del petróleo que se sigue hoy en día debe tomar en cuenta el patrón de consumo de los mercados mayores hacia los cuales va dirigido, y las posibilidades de competencia con los sucedáneos que existan en cada caso. Como esta materia es complicada se hará un análisis más a fondo en otra oportunidad.[4].

Por los momentos nos limitaremos a mencionar algunos hechos que puedan tener relación íntima con la evolución del mercado internacional, con la estructuración de la oferta y de la demanda mundiales y con la formulación de una posible estructura de precios a nivel internacional.

4. Ver *Petróleo Blando* por E. Acosta Hermoso, en preparación.

CAPITULO III

HECHOS FUNDAMENTALES OCURRIDOS EN LA INDUSTRIA PETROLERA DEL MUNDO

Según Frankel, O'Connor, Longhurst, Durand y posteriormente Hartshorn y el Chase Manhattan Bank, en el desarrollo y crecimiento de la industria petrolera internacional se destacan hechos como los siguientes:

1. La creación del *trust* de la Standard Oil Co. en E.U.A. en 1882 a través del control de unas 40 empresas que dominaban así el 80% de la refinación en E.U.A. y cerca del 90% del transporte. El forjador de este *trust*, John D. Rockefeller, había fundado previamente en 1871 la Standard Oil Co. of Ohio (Durand, *La Politique Petrolière Internationale*, 1960).

2. La disolución de este *trust* en mayo de 1911 por la Corte Suprema del Estado de Missouri, E.U.A., que lo descompuso en más de 30 corporaciones separadas con distintos grados de *concentración*.

3. El portentoso crecimiento de la industria automovilística en los E.U.A. que se proyectó posteriormente a otras regiones del mundo y la extraordinaria demanda que originó la I Guerra Mundial amortiguando el posible efecto de contracción y retracción de la industria que podría haber causado la disolución del *trust* y el ajuste posterior que había de ocurrir.

4. El control, a partir de 1919, de la Standard sobre otras empresas dentro de los E.U.A., tales como la Humble Oil Co., la Carter Oil Refining Co., la Esso Standard Oil Co., la Standard Incorporate, la Ethyl Corporation, la Standard Oil Development Co., y otras, dando origen a lo que entonces denominaban *holding companies*, permisibles dentro de la letra de las leyes antimonopolio en los E.U.A.

5. La constitución de la Royal Dutch Oil Co., en 1890, en La Haya y de la Shell Transport and Trading Co., Ltd., formada en 1897 en Londres de la firma bancaria de los hermanos Samuel, entonces comerciantes de querosén, con suministros importados de Rusia para la época (alrededores de 1900), país de buena significación en el mercado internacional del petróleo. Empresas que unieron sus actividades en 1903 en una corporación mundial denominada la Asiatic Petroleum Co., Ltd., que incluía también a los Rothschild de París con intereses en Rusia, para fusionarse definitivamente como el grupo Royal-Dutch Shell en 1907, compuesto por la Anglo Saxon Petroleum Co., Ltd., de Londres, y la N. V. de Bataafsche Petroleum Maatschappij, de La Haya, con participación del 60% de capital holandés y 40% de capital inglés. El interés de los Rothschild en la Asiatic ya había sido adquirido por los participantes en el Grupo Royal-Dutch Shell.

6. La creación en los E.U.A. de empresas tales como la Socony Vacuum Oil Co. (hoy día Mobil), la Standard Oil Co. of Indiana, la Standard Oil Co. of California y la Standard Oil Co. of New Jersey, que se transformaron posteriormente en empresas de carácter internacional.

7. La aceptación por las empresas estadounidenses de la tesis de la "línea recta" de Henry Deterding después de la I Guerra Mundial y de la conveniencia de la integración vertical frente a la amenaza que presentaba el grupo Royal-Dutch Shell.

8. La expansión internacional de la Standard of New Jersey con la formación o adquisición de empresas tales como la Imperial Oil Co., Ltd., en el Canadá; la International Oil Co., en Colombia, Perú y Venezuela; la Lago Petroleum Corporation y la Standard Oil Co. de Venezuela, en Aruba y Venezuela; la Standard Vacuum Oil Co., en Asia, Africa y Oceanía; la Iraq Petroleum Corporation, en Iraq; la Arabian American Oil (ARAMCO), en Arabia Saudita; la Esso Mediterranean y la Esso Standard, en Libia, y otras.

9. El control por el grupo Royal Dutch Shell de la Shell of California en E.U.A.; de El Aguila S. A., en México; de la Iraq Petroleum Co., en Iraq; del Consorcio, en el Irán; de la Shell Caribbean Petroleum Co., de la Shell Venezuelan Oil Concession's y de la Colon Oil Development Co., en Venezuela.

10. La creación en 1909 de la Anglo Persian Oil Co., ahora conocida por British Petroleum (1954) y en la cual el gobierno inglés posee el 54% de las acciones y que en 1935 se denominó Anglo-Iranian Oil Co.

11. La aparición en 1901 de la Gulf Oil Corporation y de la Texas Petroleum Co., con el descubrimiento de los ricos yacimientos de Texas, en los E.U.A.

12. La creación de la Compagnie Française des Petroles en 1924, con 35% de participación del Gobierno francés con el fin de entrar a formar parte de las negociaciones acordadas con Iraq e Irán.

13. Para alrededor de 1920 el mercado mundial estaba disputado entre un núcleo poderoso de empresas estadounidenses, inglesas o anglo-holandesas y francesas. Las estadounidenses con producción sustancial en los E.U.A. y las otras con ciertas disponibilidades dispersas por el mundo.

14. Para 1940 existía un oligopolio de base angosta formado por ocho (8) empresas denominadas mayores o grandes que dominaban la oferta y la demanda al poseer también los medios de distribución al consumidor.

15. Para 1956 el oligopolio de base angosta se había transformado en uno de base más ancha con la entrada de algunas empresas menores y de independientes en el mercado internacional.

16. En 1959 se puso en vigencia en los E.U.A. el Programa de Restricciones Obligatorias en el comercio petrolero con ese país, que venía a sustituir al Programa Voluntario que funcionaba desde la primera crisis de Suez.

17. En 1960 nació la Organización de Países Exportadores de Petróleo (OPEP) con la participación de Irán, Iraq, Kuwait, Arabia Saudita y Venezuela inicialmente, extendiéndose a Qatar, Libia, Indonesia y Abu Dhabi para fines de 1967 y, posteriormente, a Argelia en 1969. La aparición de la OPEP comenzó el gran cambio estructural del comercio internacional del petróleo, cambio que habrá de ocurrir inexorablemente a medida que transcurran los años y se consolide la Organización.

CAPITULO IV

ESTRUCTURA Y EVOLUCION DEL MERCADO INTERNACIONAL

Para analizar la oferta y la demanda y la estructuración de los precios se podrían estudiar dos períodos: uno que va desde el conocido por pacto de Achnacarry, en 1928, hasta la II Guerra Mundial, y otro que va desde la terminación de la II Guerra hasta el presente. El período anterior al pacto de Achnacarry muestra predominancia de los E.U.A. y de México (hasta 1925 o 1926) como países productores y exportadores, cediendo México el puesto a Venezuela en 1928. En efecto, la tabla que sigue muestra el volumen de la producción y de las exportaciones para los principales países petroleros de la época.

TABLA I

PRODUCCION Y EXPORTACION DE PETROLEO
(Miles de barriles)

	1921		1923		1928	
País	*Producción*	*Exportación*	*Producción*	*Exportación*	*Producción*	*Exportación*
E.U.A.	472.183	71.652	732.407	101.981	901.474	154.449
México	193.398	172.304	149.585	135.596	50.151	33.218
Rusia	28.968	230	39.147	2.814	84.745	20.484
Irán	16.673	—	25.230	—	43.461	—
Indonesia	16.958	—	19.870	—	32.118	—
Rumania	8.368	—	10.867	—	30.773	—
Venezuela	1.433	1.004	4.202	3.410	105.749	100.602
Totales:	737.981	245.190	981.307	243.801	1.248.471	308.753

FUENTE: Petroleum Facts and Figures - Centennial Edition 1959 - American Petroleum Institute.
La Industria Petrolera Mexicana - Universidad Nacional Autónoma de México - 1958.
Hispanic American Report - Antonio J. Bermúdez.
Communist Trade in Oil and Gas - Robert E. Ebel.

La Tabla II da los mismos datos expresados en barriles diarios que es un término muy utilizado hoy en día y que puede ser más significativo para el lector. Y la Tabla III da las cifras porcentuales para esos siete países indicando, además, el porcentaje de la exportación con relación a la producción. Hasta 1928 los totales de los volúmenes producidos por estos países se pueden considerar como los totales mundiales, por constituir más del 95% de la producción y exportación de entonces. Vale la pena, por otra parte, señalar el hecho de que ya para 1928 Venezuela había superado con mucho a México como país productor y exportador, lo que desvirtúa la especie muy difundida, a pesar de su falsedad, de que fue a causa de la expropiación mexicana en 1938 que Venezuela pudo superar a México al verse estimuladas sus actividades petroleras. Para aquel año ya Venezuela producía más de 188 millones de barriles anuales frente a 38,5 millones de México, vale decir, 358% más. Es decir, que México venía demostrando marcada decadencia de la industria bajo el régimen de las empresas petroleras internacionales mayoritarias que operaban entonces allí, el grupo Aguila subsidiaria del grupo Shell que representaba el 70% de la industria mexicana en 1928, la Huasteca S. A. del grupo Standard de New Jersey, el grupo Imperio, filial de la Cities Service, el grupo Sinclair y la Mexican Gulf Oil Co., de la Gulf International.

TABLA II

PRODUCCION Y EXPORTACION DE PETROLEO
(Barriles/día)

	1921		1923		1928	
País	*Producción*	*Exportación*	*Producción*	*Exportación*	*Producción*	*Exportación*
E.U.A.	1.295.000	196.300	2.050.000	279.400	2.478.000	423.147
México	531.000	472.060	410.000	371.440	136.500	91.000
Rusia	80.000	630	107.500	7.709	232.000	56.120
Irán	46.000	—	70.000	—	118.800	—
Indonesia	46.600	—	47.000	—	88.600	—
Rumania	23.000	—	29.000	—	84.500	—
Venezuela	3.940	2.750	11.500	9.342	289.000	275.621
Totales:	2.025.540	671.740	2.725.100	667.891	3.427.400	845.888

FUENTE: Petroleum Facts and Figures - Centennial Edition 1959 - American Petroleum Institute.
La Industria Petrolera Mexicana - Universidad Nacional Autónoma de México - 1958.
Hispanic American Report - Antonio J. Bermúdez.
Communist Trade in Oil and Gas - Robert E. Ebel.

TABLA III

PRODUCCION Y EXPORTACION DE PETROLEO
(Relación porcentual)

	1921			1923			1928		
País	*P/PT*[1]	*E/ET*[2]	*E/P*[3]	*P/PT*[1]	*E/ET*[2]	*E/P*[3]	*P/PT*[1]	*E/ET*[2]	*E/P*[3]
E.U.A.	64,0	29,2	15,2	74,7	41,8	13,6	72,1	50,0	17,1
México	26,2	70,3	89,1	15,2	55,6	90,6	4,1	10,8	66,7
Rusia	3,9	0,1	0,8	4,0	1,2	7,2	6,8	6,6	24,2
Irán	2,3	—	—	2,6	—	—	3,5	—	—
Indonesia	2,3	—	—	2,0	—	—	2,6	—	—
Rumania	1,1	—	—	1,1	—	—	2,5	—	—
Venezuela	0,2	0,4	69,8	0,4	1,4	81,2	8,4	32,6	95,4
Totales:	100,0	100,0		100,0	100,0		100,0	100,0	

FUENTE: Petroleum Facts and Figures - Centennial Edition 1959 - American Petroleum Institute.
La Industria Petrolera Mexicana - Universidad Nacional Autónoma de México - 1958.
Hispanic American Report - Antonio J. Bermúdez.
Communist Trade in Oil and Gas - Robert E. Ebel.

1. P/PT = Producción/Producción Total.
2. E/ET = Exportación/Exportación Total.
3. E/P = Exportación/Producción.

Se observa que los E.U.A. era la región dominante en la producción mundial cuando disponía a partir de 1923 de más del 70% del petróleo producido. En el sector de exportación la situación era ligeramente diferente por cuanto el consumo doméstico de E.U.A. reducía sustancialmente los volúmenes de petróleo disponible para la exportación; sin embargo, resultaba notorio el dominio de E.U.A. y de México como países exportadores de petróleo entre 1921 y 1923; por eso tenían que ser los centros de costos y de determinación de los precios en el comercio internacional. Ya para 1928 México había declinado y cedido el puesto a Venezuela que estaba, a su vez, por debajo de los E.U.A. Porcentualmente considerados, los E.U.A. tenían el 64% de la producción mundial, el 29,2% de la exportación y su nivel de exportación individual era el 15,2% de su producción. México representaba el 26,2% de la producción mundial en 1921 para descender al 4,1% en 1928, mientras que su exportación bajaba del 70,3% en el primer año nombrado al 10,8% en 1928, confirmando la observación ya hecha de que México había pasado a un lugar muy secundario antes de la expropiación, aún en pleno régimen de fun-

cionamiento de la industria bajo las empresas internacionales que operaban allí. Algunos expertos son de la opinión de que precisamente este hecho observado por las autoridades mexicanas, fue una razón más para tomar la decisión de expropiar, que le correspondió al gobierno de Lázaro Cárdenas en 1938. Venezuela, por su parte, había ascendido de un reducidísimo 0,2% de la producción mundial en 1921 a un 8,4% en 1928, para superar abiertamente a todos los países petroleros de entonces con la exclusión de los E.U.A. Su exportación había pasado del 0,4% del total mundial al 32,6% en 1928 y su relación de exportación a producción era del 95,4% en ese último año. Rusia ocupaba el rango de tercer país petrolero en 1928 en cuanto a producción, pero su exportación estaba en cuarto lugar, detrás de México.

Deberá notarse que en 1921, el conjunto de países exportadores sólo aportaba el 35% aproximadamente del total de la producción mundial, situación a la cual contribuía fundamentalmente México. Pero en años anteriores a los descubrimientos mexicanos iniciados en 1901 y aún después hasta 1915, eran los E.U.A. y Rusia los países que podían cubrir la demanda mundial, además de algunas cantidades extraídas de Rumania y de Indonesia. Por eso, hasta 1928, la situación en el pequeño mercado internacional de entonces era de fuerte competencia entre la Standard de New Jersey y el grupo Royal Dutch Shell, empresas que sólo se consolidaron a principios del siglo xx, en los años de la primera y segunda década del siglo.

CAPITULO V

OFERTA Y DEMANDA: PERIODO ENTRE EL PACTO DE ACHNACARRY Y LA II GUERRA MUNDIAL

El proceso de formación de la oferta y de la demanda se podría resumir como sigue:

1. Entre el descubrimiento del pozo Drake en los E.U.A., que marca el comienzo de la industria petrolera mundial por los desarrollos que de él se originan, hasta la consolidación del grupo Royal Dutch Shell, en 1907, y la disolución del *trust* de la Standard en 1911 y su posterior consolidación como *holding company*, de allí en adelante la oferta y la demanda mundiales estaban en manos de varios grupos petroleros que han sido mencionados en el curso del presente trabajo y que se hacían la competencia entre sí. Esta competencia se acentuó después de la I Guerra Mundial y hacia 1925 la Shell había iniciado una guerra de precios en la India ante la negativa de la Standard de suspender sus compras de petróleo ruso, guerra que la Standard respondió con una rebaja de precios en la propia Gran Bretaña. Cabe hacer notar que en esa época ya existía un problema serio de oferta potencial puesto que más de ⅓ de la capacidad de producción del mundo quedaba sin salida hacia el mercado internacional.

2. En 1928, Henry Deterding, entonces presidente del grupo Royal Dutch Shell, posición que ocupaba desde la sustitución en 1900 de J. B. A. Kessler, quien había muerto en ese año, invitó a W. Teagle, de la Standard de New Jersey, y a Dadman, de la Anglo Iranian Oil Co., para una "cacería de gallos salvajes" en su castillo escocés de Achnacarry. El verdadero motivo de la invitación era el de discutir y aprobar un acuerdo o convenio que se había de conocer después como "pacto de Achnacarry" o por *as is principles* o *as is*.

El pacto contenía los siguientes puntos básicos:

i. Congelación del volumen actual de negocios de cada empresa que serviría como nivel de base para la expansión futura de cada grupo.
ii. Hacer accesibles entre empresas las instalaciones existentes para el mercadeo a un costo dado.
iii. No construir instalaciones innecesarias.
iv. Reconocer la tesis de la "línea recta".
v. Maximizar la economía en el transporte.
vi. Equilibrar la oferta y la demanda en zonas con excedentes.
vii. Condenar medidas tendientes a encarecer los costos.

Este pacto fue atacado y acusado de "cartelización" porque tendía al control del mercado mundial por el grupo de empresas petroleras que entonces dominaba a ese mercado. Modernamente considerado, sin embargo, el pacto, aparte del beneficio extraordinario en las ventas y en el comercio que iba a ocasionar a sus firmantes, contenía un elemento que se reconoce como indispensable hoy en día dentro de la OPEP, como lo era la *estabilización* del mercado mundial. En este sentido, algunos puntos adicionales esenciales del pacto venían contenidos en su tercera parte, como eran:

i. Hacía consideración especial del mercado de E.U.A.
ii. Proponía el cálculo o estimación de las cuotas de comercio del petróleo y de sus productos para los socios por países y por semestres.
iii. Fijaba los precios de los productos petroleros con base en los del Golfo de México, sin tener en cuenta el origen real del producto comerciado o vendido. Estados Unidos era el centro de costos *par excellence.*
iv. Fijaba normas para estandarizar los productos.
v. Proponía subastar los excedentes de la flota petrolera a través de una bolsa común *(pool).*
vi. Proponía el intercambio de productos para realizar economías en el transporte *(barters).*
vii. Los sobrantes de producción (oferta) estarían a la orden de los miembros del pacto a un precio inferior que el ofrecido a terceros.

La ejecución del pacto y su control se haría a través de un grupo administrativo formado por un representante de cada grupo que se abocaría a estimar la demanda mundial de productos, calcular las cuotas de producción de cada participante, administrar la "bolsa" de transporte *(pool)* y determinar los precios de base del petróleo en cada puerto, así como los fletes.

Se establecía, además, que existirían dos Comités, uno en Nueva York y otro en Londres para controlar: el primero, la producción en los E.U.A., que representaba ⅔ del aprovisionamiento mundial de entonces, como se aprecia en la Tabla III; y, el segundo, la coordinación de las medidas a tomar en los principales mercados de consumo para que el comercio se realizara de forma ordenada.

Volviendo sobre la crítica de cartelización que se le hizo al pacto, no hay duda de que las previsiones que tomó en relación al comercio internacional eran inteligentes y convenientes para poner orden en un mercado que estaba anarquizado. *Mutatis mutandis*, eso es, esencialmente, lo que la OPEP intenta hacer hoy día en un mercado que presenta situación similar, consistiendo la diferencia en que el Pacto de Achnacarry buscaba el interés minoritario de los grupos petroleros internacionales involucrados, importándole poco el consumidor y mucho menos aún la región, país o lugar de donde provenía la materia prima, con excepción de los E.U.A. Cabe en este punto hacer la importante observación de que el pacto establecía la fijación de los precios en el mercado internacional con base en los existentes en el Golfo de México (E.U.A.). Esta práctica favorecía al exportador, en este caso a las empresas o grupos vendedores, con detrimento del consumidor y sin que el país dueño de la riqueza vendida se beneficiara en el negocio hasta donde le correspondía, puesto que sus participaciones entonces no estaban basadas en los precios de realización ni existía Impuesto sobre la Renta que pudiera equilibrar el bajo nivel de los impuestos de hidrocarburos propios de las concesiones petroleras que se otorgaban en esa época[5].

Este punto será aclarado cuando se trate concretamente sobre la importante cuestión de los precios del petróleo.

---

5. Ver la Concesión Petrolera en *Este Petróleo es Venezolano*, E. Acosta Hermoso, 1963.

3. Bajo los auspicios de la Standard Oil de New York se formó en enero de 1929 una "Asociación para la Exportación" que llegó a agrupar 17 empresas en los E.U.A., aprovechando las estipulaciones de la Ley Webb. Esta Asociación fijaba los precios de venta y las cuotas de cada participante, usando como base el año de 1928. La Asociación controlaba menos del 45% de las exportaciones de E.U.A. en 1929 y 1930 y fue declarada ilegal hacia fines de ese último año.

4. En 1932 se celebraron sendas conferencias en las ciudades de New York y París, mediante las cuales se buscó un acuerdo sobre limitación de las exportaciones y fijación de precios mínimos de venta. Ambas conferencias fracasaron por la no participación de los rusos y porque los rumanos, después de haber aceptado sus bases, las denunciaron a fines del año en cuestión.

5. Con todo, el pacto de Achnacarry fue complementado por tres nuevas convenciones firmadas en 1930, 1932 y 1934 a través de las cuales se intentaba la regulación de los mercados de consumo. La primera convención fue aceptada por los *tres grandes* de Achnacarry y las dos siguientes incluían a la Gulf Oil, a la Texas y a la Socony Vacuum. Como consecuencia de ellas se le ponía atención especial a las cuotas de comercialización de cada grupo, a la regulación de los precios de los productos que, para 1934, debían responder a un criterio de obtención de una rentabilidad adecuada para el capital utilizado que tomara en cuenta el interés del consumidor. Cabe observar que ya en esta época el consumidor con cierto poder de negociación comenzaba a hacer valer sus derechos.

6. Para 1936 el petróleo del mundo, con excepción de Rusia y Rumania como países petroleros, había pasado al control total de las denominadas 8 grandes. La Standard de New Jersey, la Anglo Iranian Oil Co. y la Royal Dutch-Shell, por una parte, socios iniciales del pacto de Achnacarry; la Compagnie Française des Petroles, fundada en 1924, para entrar a formar parte de la IPC en Iraq; la Standard of California, que entró en Bahrein en 1930 y en Arabia Saudita en 1933; la Gulf Oil Co., junto con la Anglo-Iranian en Kuwait, en 1934; la Texas Petroleum Co., que se asoció con la Standard de California en Arabia Saudita, en 1936; y la Socony Vacuum, que penetró en Iraq en 1928 y en Arabia Saudita posteriormente. De estas empresas,

la Standard de New Jersey, el Grupo Royal Dutch-Shell, la Gulf, la Standard de California y la Socony, consiguieron participaciones en Venezuela y en México.

Para 1938, momento en que ocurrió la nacionalización o expropiación de la industria en México, la producción y exportación petrolera para los países petroleros más importantes se da en la Tabla IV. Se incluyen también las cifras porcentuales respectivas.

TABLA IV

PRODUCCION Y EXPORTACION DE PETROLEO - 1938
(Miles de barriles y %)

País	*Producción*	*%*	*Exportación*	*%*	*Relación E/P*
E.U.A.	1.214.355	66,4	193.476	49,5	15,9
México	38.506	2,1	9.084	2,3	23,6
Rusia	204.956	11,2	10.290	2,6	5,0
Irán	78.372	4,3	—	—	—
Indonesia	57.318	3,1	—	—	—
Rumania	48.487	2,6	—	—	—
Venezuela	188.174	10,3	178.491	45,6	94,9
Totales:	1.830.168	100,0	391.341	100,0	

FUENTE: Petroleum Facts and Figures - Centennial Edition 1959 - American Petroleum Institute.
La Industria Petrolera Mexicana - Universidad Nacional Autónoma de México - 1958.
Hispanic American Report - Antonio J. Bermúdez.
Communist Trade in Oil and Gas - Robert E. Ebel.

Con estos datos a mano se puede llegar a las siguientes conclusiones respecto a la oferta y a la demanda antes de la II Guerra Mundial:

1. Antes del pacto de Achnacarry tres empresas se discutían el control de las exportaciones y de los mercados de entonces, a saber: la Anglo-Persian Oil Co. (después Anglo-Iranian Oil Co.); el Grupo Royal Dutch Shell; la Standard de New Jersey.

2. Entre el pacto de Achnacarry, que ocurre en 1928, y el año de 1934 se forma un oligopolio de base angosta y de carácter internacional que va ensanchando su base de tres empresas para dar cabida a cinco más, originando el cartel de las denominadas ocho grandes.

3. Al comenzar la II Guerra Mundial las ocho grandes controlan la oferta y el mercado internacional. Este oligopolio de la pre-guerra posee algunas características interesantes:

a. Busca estabilizar los mercados, o dicho de otro modo, equilibrar la oferta y la demanda.

b. Estabilizar los precios de venta para maximizar las ganancias.

4. Desde el punto de vista geográfico y cuantitativo, la oferta y la demanda presentan algunos aspectos como los siguientes, que varían con la época:

a. Para 1863 son productores E.U.A., Rumania y Rusia. El primero con un volumen acumulado de más de ocho millones de barriles, más de 180.000 barriles para Rumania y apenas una cantidad ínfima para el tercero (41.000 barriles como primera producción).

b. Para 1876 la situación era así:

	Producción Anual (Miles de barriles)	*Producción Acumulada (Miles de barriles)*
E.U.A.	9.133	83.205
Rusia	1.321	4.296
Otros	597	4.525

c. Para 1917 era así:

E.U.A.	335.316	4.252.644
Rusia	63.072	1.819.671
Venezuela	121	121
Medio Oriente	7.147	20.007
Otros	97.235	898.038

d. Para 1928 (Pacto de Achnacarry):

E.U.A.	901.474	11.243.149
Venezuela	105.957	240.312
Rusia	84.745	2.331.705
Medio Oriente	44.174	302.602
Otros	188.424	3.029.053

e. Para 1940 se presentaba el siguiente cuadro:

	Producción Anual (Miles de barriles)	*Producción Acumulada (Miles de barriles)*
E.U.A.	1.353.214	23.806.418
Rusia	218.600	4.405.389
Venezuela	183.831	2.065.044
Medio Oriente	102.691	1.253.130
Otros	291.485	5.868.681

Se nota la predominancia de los E.U.A. y de Venezuela, hemisferio occidental y el crecimiento efectivo del Medio Oriente. En efecto, para 1938, Europa, como principal mercado foráneo consumidor, recibía las siguientes cantidades de petróleo y productos:

TABLA V

IMPORTACIONES EUROPEAS DE PETROLEO Y PRODUCTOS
(Miles de barriles/día)

De	*Pet.*	*%*	*Productos*	*%*	*Total*	*%*
E.U.A.	77	33,5	147	28,6	224	30,0
Venezuela	70	30,5	279	54,4	349	47,0
Medio Oriente	83	36,0	88	17,0	171	23,0
Totales	230	100,0	514	100,0	744	100,0

FUENTE: Mariano Gurfinkel, Curso de Economía Petrolera I.

Se observa que la oferta estaba dominada ya por Venezuela y el Medio Oriente, que concurrían para formar el 66,5% del petróleo recibido por Europa, el 71,4% de los productos y el 70,0% del total. Fue una verdadera lástima que, frente a estas circunstancias, no hubiere entonces existido la OPEP que sólo nació veintidós años después, es decir, a fines de 1960. Se observa, también, que la demanda se encontraba concentrada en Europa Occidental, aparte del mercado de E.U.A.

5. Sin embargo, los siguientes comentarios son oportunos:

a. Los E.U.A. fueron un exportador mayor y un área de excedentes hasta antes de la guerra, con excepción de un corto período en 1922.

b. Rusia destina pequeñas cantidades para exportación al mundo libre.

c. Venezuela surge en 1940 como un productor y exportador importante.

d. El Medio Oriente ya da señales antes de la guerra de su potencial petrolero.

6. Debe señalarse que, para antes de la II Guerra, una buena parte de la oferta estaba representada por productos. Todavía para 1938, por ejemplo, los productos exportados de las principales fuentes de suministro: E.U.A., Venezuela y M.O., constituían casi el 70% del total exportado. Hasta 1925 los países dominantes como oferentes eran E.U.A. y México.

7. Un aspecto importante de la oferta y de la demanda en estos años hasta después de la guerra y aún hoy en día, es el grado de "concentración", vale decir, la porción controlada por las empresas mayores en etapas específicas de la industria. Por ejemplo, en 1928 tres empresas dominaban el comercio y la distribución internacional del petróleo y de sus productos, como lo demostraba el pacto de Achnacarry. Posteriormente fueron cinco y luego ocho, las empresas dominantes.

   No es casual que estas empresas fueran empresas integradas verticalmente. Por lo que puede decirse que la "relación de concentración" estimada en base a unidades mayores, prácticamente se confunde con la que podría estimarse con base en la integración actual. Puede decirse que en cualquier sitio en que la industria ha crecido prominentemente, se encuentran simultáneamente "concentración" e "integración vertical" y que la primera hace la segunda aconsejable. La relación, en este terreno, entre ambas cosas viene a través de la característica de las unidades de operación que funcionan como economías de escala, por una parte y la reducción consecuente de los precios debido a la imposibilidad de aumentar efectivamente la demanda por su relativa inelasticidad, cuestión que haría bajar los rendimientos sobre el capital si no se dispusiera de un mecanismo de integración vertical que tratara de equilibrar la oferta y la demanda e impedir la erosión profunda de los precios. (Hartshorn, pp. 117, 119 y 122) Esto fue un factor determinante en el pacto de Achnacarry y en la conducta posterior de mercadeo de las grandes empresas.

En resumen, antes de la II Guerra Mundial, el comercio petrolero internacional tenía estas características:

i. La oferta estaba controlada o correspondía a un oligopolio de base angosta: ocho (8) compañías principales.

ii. La casi totalidad del comercio (demanda) correspondía a productos refinados (70% del volumen total consumido en 1938).

iii. Una porción altamente importante de la oferta pasaba o circulaba entre compañías integradas verticalmente.

iv. El grado de concentración era relativamente grande y existía para entonces un alto grado de "competencia ordenada".

CAPITULO VI

OFERTA Y DEMANDA: PERIODO DESPUES DE LA II GUERRA MUNDIAL

Después de suspendidos los controles establecidos sobre el comercio del petróleo en el curso de la Guerra, la oferta y la demanda comenzaron a mostrar algunas modificaciones como son las siguientes:

i. La expansión de la Compagnie Française des Petroles y, en general, de las compañías petroleras francesas con sus inversiones y descubrimientos en Argelia.

ii. Otras empresas de origen estadounidense, italiano (ENI) y japonés (Arabian Oil Co.), comenzaron a penetrar en el Medio Oriente, Africa y Venezuela en un intento por asegurarse fuentes propias de suministro.

iii. Rusia aceleró el desarrollo de su industria doméstica incrementando apreciablemente sus volúmenes de exportación de petróleo.

iv. Geográficamente, el área exportadora de petróleo del mundo se ensanchó con el ingreso de Argelia, Libia, Nigeria y Abu-Dhabi a la ya existente lista de países productores.

v. Se constituyó en 1960 la Organización de Países Exportadores de Petróleo (OPEP) con el concurso de nueve (9) de los más importantes países exportadores del mundo, bajo el auspicio de los gobiernos de estos países. La OPEP reunía a los siguientes países con sus correspondientes volúmenes de exportación para 1966:

TABLA VI

EXPORTACION DE PETROLEO DE LOS PAISES MIEMBROS DE LA OPEP - 1966

País	*Exportación Neta (B/día)*	*% Exportación Mundial*	*% Consumo Mundial*
Venezuela	± 3.200.000	19,4	9,8
Kuwait	± 2.300.000	14,0	7,0
Arabia Saudita	± 2.500.000	15,1	7,6
Irán	± 1.900.000	11,5	5,8
Iraq	± 1.300.000	8,0	11,0
Qatar	± 300.000	1,7	0,9
Indonesia	± 330.000	2,0	1,0
Libia	± 1.500.000	8,9	4,5
Abu Dhabi	± 181.900	1,6	0,9

FUENTE: Mariano Gurfinkel - Curso de Economía Petrolera I.

Fuera de estos países quedaron como exportadores netos los siguientes:

TABLA VII

EXPORTACION DE PETROLEO DE LOS PAISES NO MIEMBROS DE LA OPEP - 1966

País	*Exportación Neta (B/día)*	*% Exportación Mundial*	*% Consumo Mundial*
Argelia	± 670.000	4,1	2,1
Nigeria	± 360.000	2,2	1,1
Rusia	± 1.400.000	8,5	4,5

FUENTE: Mariano Gurfinkel - Curso de Economía Petrolera I.

vi. El volumen total de petróleo controlado por las empresas mayores, las ocho grandes, se distribuía así:

TABLA VIII

PRODUCCION DE PETROLEO POR COMPAÑIAS
(mm/Tm)

Compañía	*E.U.A. y Canadá*	*Hemisferio Occidental*	*Hemisferio Oriental*
Gulf	20,5	29,3	57,9
Mobil	14,8	22,2	24,6
Std. of California	21,3	23,9	34,9
Std. of New Jersey	40,1	119,1	56,0
Texaco	30,6	49,4	25,5
B. P.	0,3	2,2	90,4
Royal Dutch Shell	24,6	72,9	37,9
Compagnie Française Pet.	—	—	30,4
	152,2	319,0	357,6

FUENTE: Mariano Gurfinkel - Curso de Economía Petrolera I.

vii. Las ocho grandes seguían dominando la oferta en el mercado internacional, aunque el grado de *concentración* había disminuido con la intervención estatal en todo el mundo, en la expansión de la refinación, por ejemplo.

viii. E.U.A. desapareció del mercado internacional como exportador neto en el año 1948.

ix. El grado de integración de las empresas internacionales adquirió un perfil especial con el desarrollo experimentado en los países del Medio Oriente y Africa después de la guerra.

x. Aparecieron cotizaciones de precios fuera del mercado de E.U.A., en el Golfo Pérsico, en el Caribe y en Africa.

xi. Con la diversificación de las fuentes de suministro cobró importancia especial la "logística" como parte esencial de la eficiencia en el manejo de las operaciones de las empresas internacionales, puesto que se trata de escoger una alternativa de distribución de suministro a los mercados que a través del más bajo costo neto posible, dé los más altos rendimientos de las nuevas inversiones hechas en la indus-

tria. De hecho, esto establece que las empresas determinen un nivel mínimo de rendimientos para las nuevas inversiones en cada una de las fuentes de suministro, con el objeto de llegar a un rendimiento medio aceptable de todas las fuentes. De aquí que tenga importancia la posibilidad de obtener rendimientos aceptables y estimulantes para el inversionista. Esto, desde luego, visto desde el punto de vista de una *economía* que esté tan fundamentalmente dominada que no pueda tomar decisiones que modifiquen más a su favor la situación en el sector de las inversiones.

xii. La filosofía comercial de las empresas internacionales se hizo más aún de carácter permanente, es decir, de funcionamiento a *largo plazo*. Por eso, aquellas nuevas empresas no integradas que, como la Superior Oil Co., actuaron en Venezuela en 1956, 1957, 1958 y 1959 con criterios comerciales de acción a *corto plazo,* causaron alarma no solamente entre las grandes, sino aun en los gobiernos de los países exportadores y en los E.U.A., por sus prácticas dañinas de otorgamiento de altos descuentos en los precios para penetrar algunos mercados en E.U.A. y en Europa y América.

xiii. No ha habido, que se sepa, acuerdos de tipo cartelizante entre los participantes de la oferta internacional, vale decir, de la oferta que suple a los mercados internacionales, después de la II Guerra. Sin embargo, la interrelación entre las empresas es tan densa y los casos de interparticipación tan numerosos (contratos de la Kuwait Oil Co. con la Standard y la Shell, por ejemplo en Kuwait), que han restringido la competencia a través de acuerdos de participación en la extracción y en los volúmenes de petróleo extraídos (casos de ARAMCO, Consorcio en Irán, Kuwait Oil Co., en Kuwait, etc.).

El cuadro que sigue muestra la interrelación de las ocho grandes:

TABLA IX

TENENCIA DE ACCIONES EN LAS PRINCIPALES COMPAÑIAS PETROLERAS DEL MEDIO ORIENTE

Países y Concesiones	British Petroleum %	Compagnie Française Des Petroles %	Gulf Oil %	Standard Oil of New Jersey %	Socony Mobil %	Royal Dutch Shell %	Standard Oil of California %	Texas Company %	Participations and Explorations Ltd. %
ABU DHABI									
Concesiones terrestres [1]	(23,75)	(23,75)	—	(11,875)[2]	(11,875)[2]	(23,75)	—	—	
Concesiones submarinas	66,6	33,3							
BAHREIN							50	50	
IRAN									
Consorcio	40	6	7	7	7	14	7	7	
Concesiones submarinas						50 [3]			
IRAK									
Concesiones IPC, BPC y MPC	23,75	23,75	—	11,875[2]	11,875 [2]	23,75	—	—	
KUWAIT									
Concesiones terrestres	50		50						
Concesiones submarinas						100 [4]	—	—	
QATAR									
Concesiones terrestres	(23,75)	(23,75)	—	(11,875)[2]	(11,875)[2]	(23,75)	—	—	
Concesiones submarinas						100	—	—	
ARABIA SAUDITA	—	—	—	30	10	—	30	30	
OMAN						85			
Concesiones terrestres									15

1. La IPC es propietaria de las Compañías que operan las concesiones terrestres de Qatar y Abu Dhabi.
2. A través de su propiedad de un 50% de la Near East Development Corporation, la cual posee el 23,75% de las acciones de la IPC.
3. El 50% restante en poder de la National Iranian Oil Company, la cual se encuentra asociada igualmente a otras compañías (que no incluyen a ninguno de los grandes internacionales) en áreas submarinas diferentes.
4. El Gobierno de Kuwait tiene derecho a adquirir el 20% al costo cuando el petróleo sea desarrollado comercialmente.

FUENTE: Hartshorn, J. E. *El petróleo, empresas privadas y Gobiernos.* Editora Continente, Ltda. Bogotá, D. E. 1967, Pág. 523.

Sin embargo, existe un grado bastante mayor de competencia entre exportadores en la actualidad, debido a la entrada de empresas nuevas al mercado internacional y al aumento en las exportaciones de los rusos, aparte de las prácticas comerciales de Italia y Japón.

xiv. La oferta y la demanda para el mundo, en 1955, era como sigue:

TABLA X

OFERTA Y DEMANDA MUNDIAL DE PETROLEO - 1955
(M. Bls./día)

	Oferta	*Demanda*	*Déficit o Superávit*
E.U.A.	± 7.500	± 8.400	— 900
Venezuela	± 2.160	± 130	+ 2.030
Otros Hemisferio Occidental	± 1.000	± 1.740	— 740
Europa	± 500	± 2.700	— 2.200
Medio Oriente	± 3.300	± 400	+ 2.900
Lejano Oriente	± 400	± 1.000	— 600
Africa	± 50	± 430	— 380
Rusia	± 1.400	± 1.400	—
Totales	± 16.310	± 16.200	+ 110

FUENTE: World Oil, Agosto 15, 1956, cifras redondeadas.

Para la misma fecha, las importaciones de Europa Occidental eran así:

TABLA XI

IMPORTACIONES DE PETROLEO Y PRODUCTOS - 1955

	Petróleo (M.Bls/día)	*%*	*Productos (M.Bls/día)*	*%*	*Total (M.Bls/día)*	*%*
E.U.A.	3	0,2	37	9,6	40	1,7
Venezuela y Antillas Holandesas	176	8,8	253	65,5	429	18,0
Otros Hemisferio Occidental	11	0,6	39	10,5	50	2,1
Medio Oriente	1.776	88,7	50	13,0	1.826	76,5
Indonesia	33	1,7	7	1,4	40	1,7
Totales:	1.999	100,0	386	100,0	2.385	100,0

FUENTE: Informe de la OEEC.

Se observa que el petróleo representa cerca del 84% del total y que el Medio Oriente suple el 76,5% de la demanda europea, situación bastante diferente de la que se anotaba en 1938. Los cambios son así apreciables.

Para 1966 la oferta y la demanda aparecen así:

TABLA XII

OFERTA Y DEMANDA MUNDIAL DE PETROLEO - 1966
(M. Bls./día)

	Oferta	*Demanda*	*Déficit o Superávit*
E.U.A.	± 8.300	± 11.715	— 3.415
Canadá	± 894	± 1.175	— 281
Venezuela	± 3.370	± 180	+ 3.190
Hemisferio Occidental	± 13.725	± 15.100	— 1.375
Europa	± 388	± 8.460	— 8.072
Medio Oriente	± 9.200	± 757	+ 8.443
Unión Soviética y Países Asociados	± 5.383	± 4.872	+ 511
Sur Asia y Lejano Oriente	± 700	± 2.937	— 2.237
Africa	± 2.741	± 608	+ 2.133
Oceanía	± 10	± 452	— 442
Totales:	± 44.711	± 46.256	— 1.545

Fuente: Anuario Estadístico ONU - 1967.

Se nota el pasado déficit de las regiones más desarrolladas del mundo con excepción de Rusia y de los países asociados, y aún de regiones subdesarrolladas de Sur Asia, Lejano Oriente y Oceanía. El superávit para la exportación neta se encuentra en Venezuela, Medio Oriente, Africa y Unión Soviética.

De los cuadros anteriores se observan los cambios substanciales que se operan tanto en la estructura de la oferta como en la de la demanda.

El mercado de Europa experimenta cambios radicales. La oferta que antes (1938) era cubierta en su mayor parte por E.U.A. y Venezuela, ahora lo es por el Medio Oriente, a la par que E.U.A. desaparece como exportador determinante. Cualitativamente, antes de la Guerra, los productos representaban el 70% del consumo y 30% el petróleo;

para 1955 los productos cubren sólo el 16% y el resto es petróleo y para 1966 la relación petróleo-productos de la demanda se afirma aún más en favor del petróleo. La razón es sencilla, el creciente consumo de energía de Europa debe ser cubierto por crecientes importaciones de petróleo, pero los países europeos deben cuidar sus divisas en dólares y construyen refinerías a fin de tratar el petróleo, lo cual les resulta más barato y, al mismo tiempo, acentúan sus importaciones del Medio Oriente, y luego de Africa y aún de Rusia, por razones de cercanía y de precio.

En los mercados del Hemisferio Occidental el petróleo del Medio Oriente entra a jugar cierto papel de participación y también el ruso. Y en el de los Estados Unidos, el crudo proveniente de Venezuela y el Medio Oriente se disputan la primicia, al igual que en el Canadá.

Las restricciones petroleras de E.U.A. también son factor modificador de la situación, por cuanto limitan el crecimiento de las importaciones de ese mercado y en el momento de ser impuestas, desvían los excedentes de producción de los países exportadores hacia Europa y otras regiones, originando áreas de alta presión de oferta con la consiguiente acción sobre los precios.

En los mercados europeos Venezuela conservaba cierta ventaja, debido a la importación de crudos pesados para producir combustibles residuales para la expansión industrial. Pero hoy en día esto también ha cambiado de situación en razón a los crudos de Arabia Saudita y Nigeria, que pueden producir el combustible. Con todo, los desarrollos políticos en el Medio Oriente y Africa pueden hacer cambiar el cuadro substancialmente.

En resumen, se puede adelantar lo siguiente, referente a la oferta y a la demanda después de la Guerra:

1. La oferta está ahora controlada por un oligopolio de base más ancha: las ocho compañías denominadas mayores, más algunas otras estadounidenses en su mayoría, más la producción obtenida por Japón e Italia en el Medio Oriente y Africa, más los excedentes del petróleo que ya superan el millón de barriles diarios, para ser el 85% de la exportación mundial.

2. Aunque no hay acuerdos como el de Achnacarry, la interconexión e interrelación entre las empresas es tan grande, que se tiende siempre a buscar cierta relación de equilibrio entre la oferta y la demanda.

3. El Medio Oriente y el Caribe pasan a ser las regiones dominantes de suministros. Posteriormente aparece Africa y crecen las exportaciones rusas.

4. Los E.U.A. desaparecen como exportador neto y se convierten en importador neto en 1948.

5. Con la diversificación mayor de las fuentes de suministro, cobra importancia especial la "logística", por medio de la cual las empresas tratan de maximizar sus rendimientos.

6. Los consumidores en los países desarrollados tienen influencia decisiva en la obtención de petróleo a precios bajos, aprovechando la mayor competencia en el oligopolio de base ancha.

7. Las empresas mayores continúan utilizando su política comercial "a largo plazo", mientras que algunos de los recién llegados al mercado internacional se preocupan por soluciones a "corto plazo", que tienden a crear situaciones de alta presión sobre la oferta y sobre los precios.

8. Los últimos descubrimientos hechos en algunas regiones (gas en el Mar del Norte y en Holanda) introducen una nota interesante en el cuadro de suministro de energía. Con todo, el crecimiento del consumo mundial señala que estos descubrimientos y otros más que aparezcan, solamente vendrán a complementar lo existente.

9. La demanda cambia en su composición y la mayoría de los consumidores buscan petróleo antes que productos. Así, en Europa, por ejemplo, con la creación de muchas nuevas refinerías, la importación de petróleo representa cerca del 84% del total. En el mercado de E.U.A. la situación no es exactamente la misma ya que, en este caso, Venezuela es el proveedor principal de combustible residual, que es un producto de menor rendimiento en E.U.A., el cual, por dicha razón, ha venido disminuyendo progresivamente su producción doméstica.

10. Del mismo modo, la demanda también cambia, en el sentido de que hay ahora más consumidores con facilidades de refinación y de distribución que antes de la Guerra. Cuestión que va a tener impacto sobre la oferta y sobre los precios.

11. La situación política en el Medio Oriente y Africa puede hacer cambiar la situación substancialmente.

CAPITULO VII

ESTRUCTURA DE LOS PRECIOS

a) *Antes de la II Guerra Mundial*

Es difícil establecer con certeza la fecha exacta en que los precios del petróleo en el mundo empezaron a ser determinados con base en los de la Costa del Golfo. Algunos opinan que fue poco después de 1921. Sin embargo, se puede decir que el proceso fue evolutivo y que coincidió con la expansión de las exportaciones provenientes de los E.U.A. y el cambio del centro de gravedad de la producción de dicho país hacia Texas. Esto haría pensar que aun cuando la evolución comenzó después de la primera Guerra Mundial, sólo vino a cristalizar en 1928 y se afirmó en 1930. En estos años, Texas emergió como el verdadero centro de producción de Estados Unidos, situación que se fortaleció con los descubrimientos hechos allí después de 1930 (años en que surgen la Gulf y la Texas).

Con todo, no deja de ser curioso que en 1928 también se realiza el acuerdo de Achnacarry ya mencionado, que en uno de sus puntos especifica que "los precios de los productos petroleros se fijan con respecto a los del Golfo de México, sin tener en cuenta el origen real del producto".

Para un analista de la época presente resulta tentador buscar una explicación económica válida para la adopción del sistema del "punto básico" en Texas (Golfo de México) y de que éste se conservara por un largo tiempo. Con todo, y ya para 1914, Churchill afirmaba que "el precio del petróleo no depende ni en todo ni principalmente de la acción ordinaria de la oferta y de la demanda". Zimmerman opinaba que el precio del petróleo había estado siempre "administrado", vale decir, que se buscaba la manera de conservar el debido equilibrio de la oferta y de la demanda para que aquélla, al crecer desorbitadamente, no tuviera un efecto explosivo sobre los precios. Esta situación la con-

firman los acuerdos realizados entre las ocho grandes hasta la II Guerra Mundial.

Sencillamente se podrá explicar diciendo que Texas, en el Golfo de México, era la principal región de exportación y porque era la única región que cotizaba precios en boca de pozo y precios FOB en el Golfo, debía ser tomada como punto de comparación. Pero, ¿por qué se adoptó, además, el sistema de cobrar precios CIF iguales en todos los puntos de entrega calculados con base al Golfo, más el transporte de allí hasta el punto de entrega, aun cuando éste hubiera estado más cerca de su punto usual de suministro? ¿Por qué se asumía que el transporte del punto de suministro al punto de entrega debía ser igual al del Golfo de México al punto de entrega?

No pareciera haber una explicación económica. El pacto de Achnacarry contiene elementos, sin embargo, que apuntan hacia la conveniencia del punto básico y del CIF paritario. Por lo demás, los consumidores de la época (hasta 1939 por lo menos), tenían poco poder de negociación y poco podían hacer para obtener un precio adecuado. Por lo demás, la mayor parte del comercio internacional se realizaba entre filiales y subsidiarias. En definitiva, el sistema de *punto básico* resultaba en buenas ganancias para las empresas que habían comenzado sus actividades fuera de los Estados Unidos, en el Caribe y en el Medio Oriente.

La mayor crítica que se le puede hacer a la tesis del punto básico (Gulf-Plus) es la de que producía precios CIF iguales a los del Golfo para los diversos puntos de entrega y precios FOB distintos.

En efecto, si el CIF del Golfo a Bombay, por ejemplo, era FOB Golfo + transporte a Bombay = CIF Bombay, el de Abadán a Bombay, era igual. Con esto, como la distancia Abadán a Bombay era menor que la del Golfo a Bombay (1.600 millas vs. 9.680 millas, que daba una diferencia en flete de $/Bl. 2.10 — 0.40 = $/Bl. 1.70) se estaba cobrando un CIF Bombay realmente inflado que producía un precio FOB bastante más alto que el correspondiente al del Golfo de México. Existía, pues, un flete "fantasma" realmente apreciable.

Este procedimiento continuó hasta casi el estallido de la II Guerra Mundial en 1939, cuando se basó el precio del punto básico con transporte calculado en base a un punto de igualación para el Golfo Pérsico. Para Venezuela, con el desarrollo de petróleos más baratos, la equiparación se hizo al principio con petróleos de Panuco en México, y, más tarde, con base en los precios de entrega, es decir Golfo de

México + transporte al punto de destino — impuesto americano = CIF Costa Este. O sea, que la tarifa de importación pagada en los Estados Unidos la absorbía el país vendedor a través de la empresa vendedora. Para 1939, todavía era el Golfo de México la *fuente alterna de suministros,* así que los productores no tenían incentivo para bajar los precios especialmente cuando sus suministros andaban escasos.

b) *Después de la Segunda Guerra Mundial*

Ocurren cambios en el sistema de calcular los precios básicos que reflejan hasta cierto punto los cambios en la distribución de los suministros. Así, durante la guerra, los británicos se transformaron en los mayores compradores de petróleo del Medio Oriente. Por tanto, objetaron la fórmula Gulf-Plus y después de mucha discusión y negociación, aceptaron que el FOB Golfo Pérsico fuera igual al FOB Golfo de México. Con esto, el precio CIF en un punto de entrega cualquiera era el FOB Golfo de México + transporte vigente entre el punto de embarque y el lugar de entrega para petróleos de gravedad similar. Esto constituyó la primera utilización de petróleos de referencia en la determinación de los precios.

En Venezuela, después de pasar por la determinación de los precios del petróleo con base en los precios de venta de los productos refinados en Aruba, surgió la situación en 1942 de que los precios debían ser un reflejo de los de la costa del Golfo (transporte Golfo a Costa Este — el transporte de Venezuela a la Costa Este — el impuesto americano) para petróleos de gravedad similar con las correcciones a que hubiese lugar. Este método fue adoptado por la Ley de Hidrocarburos de 1943.

Vale la pena hacer notar que la fórmula adoptada para el petróleo del Golfo Pérsico entonces, daba a Italia como punto de igualación, puesto que hasta allí el transporte del Golfo de México y el del Golfo Pérsico eran iguales y se asumía que éste era el valor del transporte aunque el petróleo fuese consumido en Londres o al oeste de Italia.

Para 1947, sin embargo, ante el crecimiento de las exportaciones del Medio Oriente y para hacerlo competitivo en Europa Occidental, se trasladó el *punto de igualación* a Londres, y el nuevo precio del Golfo Pérsico era entonces: FOB Golfo de México + transporte a Londres — transporte Londres a Golfo Pérsico. Con todo, se tomó como precio para el Medio Oriente $/Bl. 2.22 para petróleos de 34-34,9° API frente a $ 2.24 que resultaba de la aplicación de la fórmula, o sea,

2 centavos de diferencia en contra del FOB del Golfo Pérsico, hecho señalado por Abdullah H. Tariki en trabajo presentado al II Congreso Arabe de Petróleo, celebrado en Beyrut en 1960.

Posteriormente los Estados Unidos dejaron de ser exportadores (1948), y entonces sólo competían en el Mercado Internacional los petróleos del Medio Oriente y de Venezuela. Además, en 1948 (último trimestre) y 1949, los Estados Unidos comenzaron a importar petróleo del Medio Oriente que se vendía CIF Nueva York a un precio equivalente al petróleo venezolano de igual calidad, por lo cual se adoptó la fórmula siguiente con punto de igualación en Nueva York: FOB Venezuela + transporte a E.U.A. — transporte Costa Este a Golfo Pérsico. Esta fórmula en 1953 dio $/Bl. 2.03 para el FOB Golfo Pérsico en el caso de petróleos de 36-36,9° API, cuando el precio en realidad había sido fijado en $ 1.97, o sea, una diferencia de 6 centavos en contra, hecho también señalado por Tariki.

La fijación de precios en el Medio Oriente continuó separándose de las cotizaciones de Estados Unidos y Venezuela, hasta el punto de que en 1959 el precio FOB en el Medio Oriente era de $/Bl. 1.90 para petróleos de 34-34,9° API, frente a $/Bl. 1.97 que debía haber resultado tomando como base el petróleo venezolano de 32-32,9° API o de $/Bl. 2.03 para petróleos venezolanos de 35-35,9° API.

En el caso de Venezuela, ya para 1949 las exportaciones de petróleo hacia Europa habían sido desplazadas por las del Medio Oriente, con la excepción de algunos petróleos especiales. En 1946 y 1947, los precios de Venezuela se habían movido paralelamente con los de Estados Unidos. Para 1952 aparecieron los precios cotizados en Venezuela después que éstos habían sido publicados en el Golfo Pérsico para esa región. Los de la Creole en 1952 estaban íntimamente ligados a los del Golfo de México en la forma ya explicada. Por ejemplo, el precio FOB Puerto La Cruz para petróleos livianos de Venezuela era:

Precio FOB Golfo de México	2,750	
Flete Golfo a Costa Este	0,380	
CIF Costa Este		3,130
— Impuesto	0,105	
— Flete Costa Este a Pto. La Cruz	0,380	
		0,485
FOB Puerto La Cruz		2,645

Con todo, después de 1950 la estructura o relación de precios entre Venezuela, el M.O. y E.U.A. se debilitó hasta el punto de que para 1959 los precios del petróleo de East Texas tenían $ 0.35 de diferencia con petróleo de Oficina, $ 1.42 con el de Kuwait y $ 1.25 con el de Arabia Saudita. El de West Texas tenía $ 0.29 de diferencia con el petróleo de Tía Juana mediano.

Como consecuencia, los precios de los petróleos de Oficina y Kuwait se separan en $ 1.15 de diferencia y con $ 0.90 de diferencia con petróleos de Arabia Saudita.

En cuanto a Libia y Argelia las cotizaciones FOB se han relacionado con el FOB Golfo Pérsico para petróleo similar al de 34° API + flete a Rotterdam — flete Rotterdam a Libia, o sea, 1.80 + 0.60 — 0.22 = $/Bl. 2.18.

En definitiva, los precios de algunos crudos eran así para 1960:

Lugar	*$/Bl.*	*Fecha*	
West Texas	2,71	Febrero,	1959
East Texas	3,25	Enero,	1959
TJM	2,30	Abril,	1959
Oficina	2,80	Abril,	1959
Kuwait	1,59	Septiembre,	1960
Arabia Saudita	1,80	Septiembre,	1960

Las últimas cotizaciones dan:

País	*$/Bl.*	*°API*	*Compañía*	*Fecha*	*Puerto*
Irán	1,78	34-34,9	B.P.	Sept. 14, 1960	Aga Hari
Iraq	2,07	34-34,9	Esso	Sept. 14, 1960	Trípoli/Bania
Kuwait	1,59	31-31,9	BP-Gulf	Agosto 9, 1960	Mina Al Ahmadi
Libia	2,10	36-36,9	Mobil	Mayo 29, 1966	Marsa el Brega
Arabia Saudita	1,80	34-34,9	Esso-Mobil	Sept. 14, 1960	Ras Tanura
Venezuela	2,80	32-32,9	Creole	Abril 4, 1959	Puerto La Cruz

Se notan las diferencias substanciales entre los FOB de Venezuela y los de los países del M.O. y Africa. Con los E.U.A., los petróleos de Venezuela tienen una diferencia equivalente al impuesto americano + los descuentos que se conceden, pudiendo el total de ambos estar fluctuando entre 25 y 40 centavos/Bl.

CAPITULO VIII

PUNTOS BASICOS DE LA TESIS DE HARTSHORN

Las cuestiones que Hartshorn entiende como fundamentales para el mecanismo de los precios son:

1. Considera que aún para los E.U.A. no es fácil obtener un análisis racional del proceso que lleva a la formación efectiva de sus precios.
2. Piensa que las compañías petroleras, las mayores principalmente, han dejado a sus críticos el trabajo de analizar el problema de la formación de los precios y que se han limitado más a demostrar los errados conceptos de la crítica sobre el tema, que a dar una visión propia y correcta del mismo.
3. Estima que los precios del petróleo y de sus productos han tenido más estabilidad que los de otras materias primas.
4. La expresión de las empresas de que el comercio del petróleo se realiza en forma de competencia irrestricta (perfecta) se debe a su temor a las leyes anti-monopolio en los E.U.A. que las obliga a buscar esta explicación simplista.
5. Hasta 1950 el mercado del petróleo en el mundo no comunista estaba unificado y como los E.U.A. era la región exportadora y productora más importante, los precios en el mercado unificado estaban referidos a los de E.U.A. y, especialmente, a la región productora dominante de él que era Texas y a sus cotizaciones en el Golfo de México. De esta conexión no quedan sino vestigios hoy en día.
6. Los precios cotizados son los precios de lista bien en los terminales de embarque o en las refinerías. En los E.U.A. son de *compradores,* usualmente grandes refinadores dueños de las principales vías de transporte por oleoducto, y fuera de los E.U.A. son de *vendedores,* casos del Caribe, Golfo Pérsico y

Africa. Hoy en día los precios cotizados son usados por los países productores como punto de referencia para calcular sus participaciones, especialmente en el Medio Oriente, donde los precios cotizados están congelados desde 1960. Los precios resultantes que son iguales a los cotizados menos una deducción se denominan "Precios tributarios de referencia". En Argelia, el "precio de referencia" no se correlaciona con el cotizado, como tampoco en Venezuela, Indonesia y Nigeria. En Libia la tendencia es a establecer mayor conexión entre los "precios de referencia tributaria" y el cotizado, por razones muy especiales. Los *precios cotizados* se usan también para determinar los *precios de transferencia:* CIF = al FOB de lista + promedio del transporte o flete, precios que son objeto de investigación por parte de autoridades cambiarias y tributarias.

7. Los *precios realizados* son los de venta. Hasta 1950 las cotizaciones del petróleo representaban los precios de venta. Desde entonces los *descuentos* sobre los precios cotizados han sido muy frecuentes hasta el punto de que las cotizaciones no representan mucho.

8. En los E.U.A., el 40% de las ventas que se hacen a terceros, son suficientes para establecer *precios competitivos,* a pesar del aislamiento del mercado doméstico de E.U.A. producido por las restricciones a las importaciones de petróleo foráneo y del prorrateo interno de la producción doméstica.

9. Fuera de E.U.A. se vende a terceros sólo el 20% del petróleo comerciado. Este volumen establece precios competitivos en esta porción del mercado que no guardan relación con las cotizaciones y que son menores que ellas. El otro 80% del petróleo que va por canales integrados, no forma parte del mercado, dando origen a los *precios de transferencia,* que son los *cotizados* más promedios estimados de los costos de transporte. Estos precios son poco conocidos, aunque se sabe que toda empresa está interesada en los *precios* que obtiene por los productos y en los gastos que le ocasiona su venta para llegar a los *costos con impuesto pagado.*

10. La trayectoria de los precios del petróleo ha sido así:

a) En el decenio del 20 al 30 se justifica la estructura de los precios en función de la *calidad* y de los *fletes* o *trans-*

porte desde la fuente a los *patrones de demanda* y los *precios de la oferta* en los E.U.A. que era el mercado más poderoso. Los precios eran entonces Cotización Golfo de México más *transporte* o *flete,* ya que Texas era el abastecedor marginal. Las empresas mantuvieron acuerdos al respecto. Además, como los precios de Texas, a pesar de haber sobrepasado los costos de Venezuela y de Rumania, *se estabilizaron y porque los fletes por cargamento a largo plazo se estabilizaron también,* la base elegida de *Golfo más flete* parecía lógica. La condición oligopólica de las compañías internacionales hacía más factible esta situación. Esto dio origen a la obtención de *precios netos diferentes* o *rendimiento en la fuente,* de acuerdo con el mercado que se proveía y a los "fletes fantasmas".

b) Posteriormente, decenio 1930-1940, época del comercio de productos del petróleo, con consideración a los *costos físicos* menores del Caribe frente a E.U.A. y al transporte más favorable, algunas empresas comenzaron a tener mejores rendimientos. Con la creación del impuesto americano sobre el petróleo importado de Venezuela se contrajo el rendimiento y, así, las cotizaciones del Caribe cuando comenzaron, sólo diferían de las del Golfo de México en el impuesto cobrado. *Los impuestos altos sobre los productos más livianos orientaron la exportación de Venezuela hacia el combustible residual.*

c) A fines del decenio 1940-1950 los E.U.A. se hicieron importadores netos y comenzaron a tomar petróleo del M.O. En los primeros años, Inglaterra pagó el combustible residual al FOB Abadán = FOB Golfo de México; el precio final CIF era FOB Golfo + transporte de Abadán al lugar de destino. Igual hizo la flota de E.U.A. con algunos derivados y con el petróleo de Arabia y Bahrein. Esto hizo nacer un *mercado natural* para el petróleo del M.O. cuyo límite occidental era Italia, en donde el flete del Golfo de México y el del Golfo Pérsico eran iguales. Hacia 1948, después de operaciones comerciales con Europa Occidental a precios más bajos, el punto de igualación se había movido de Italia a Londres y las cotizaciones del M.O. bajaron por la preeminencia de los fletes de Venezuela a Londres sobre las del Golfo de México a Londres.

d) Para fines de 1948 ya algunas empresas movilizaban petróleo del M.O. hacia los E.U.A. y en 1949, con rebaja en las cotizaciones, el *punto de igualación* se movió a los E.U.A. Se llegó en 1950 a las primeras cotizaciones del Medio Oriente.

e) Las fluctuaciones entre los precios del M.O., Venezuela y E.U.A. (Costa del Golfo), sufrieron cambios en los años siguientes haciendo que se separaran unos de otros, situación que se confirmó en 1958, 1959 y 1960 con las rebajas de las cotizaciones ocurridas en las distintas regiones.

11. Sobre los *precios* y los *costos* y su relación, existen dos posiciones:

i) Consumidores: el precio final de los productos del petróleo debería formarse con base en los precios cotizados, los volúmenes de exportación y los de ingresos fiscales.

ii) Productores: el precio basado en el costo de producción más un porcentaje razonable sobre las inversiones, no es lógico.

Hartshorn apunta estas otras cuestiones:

a) Un abastecedor que opere con costos bajos puede recibir precios bajos y aun rebajarlos más si es necesario.

b) El valor realizado de los productos fija en última instancia el precio efectivo del petróleo que sería igual a aquél menos el costo de manufactura, producción, etc., menos el rendimiento del capital requerido para distribución, refinación y transporte.

c) La fórmula Golfo de México más flete al Caribe más flete para productos, no tiene aplicación lógica en Europa. Tendrían más sentido unas cotizaciones en Europa que tomaran en cuenta los precios con descuentos del M.O. Esta nueva estructura de precios ya se estaba constituyendo para mediados del decenio 1960-1970.

d) Para una empresa petrolera, si es:

i. *Productora, con grandes reservas,* el precio será el que le dé un rendimiento comparable a proyectos de riesgo en otras zonas.

ii. *Integrada,* los precios estarían basados en los de los productos derivados menos los costos menos los rendimientos. El rendimiento aceptable deberá ser sobre la totalidad del capital y si resulta bajo quizás le sería más ventajoso vender el petróleo a través de operaciones típicas.

12. En sus conclusiones Hartshorn asienta:

a) El único elemento de renta excepcional que subsiste en los precios realizados del petróleo es el obtenido por los países de la OPEP.

b) No hay ya margen extraordinario de utilidades netas para las compañías.

c) Las compañías insisten en su autoridad para alterar las cotizaciones sin consultar a los gobiernos, pero no es fácil señalar las circunstancias que puedan prevalecer en el futuro para que las empresas se aventuren a hacerlo sin el consentimiento de los gobiernos.

d) Si el consentimiento de los gobiernos es requerido, no solamente las empresas considerarían el "costo con impuesto pagado" como el mínimo sobre el cual deben decidir cuál sería su margen. Al admitir márgenes netos de utilidad sobre el petróleo con un rendimiento no mayor del que podrían esperar de otras inversiones de riesgos similares (rendimiento que incluye un "costo de oportunidad" sobre el capital requerido para el desarrollo petrolero), los conceptos para la fijación de los precios serían el "costo privado de desarrollo" y el costo con impuestos pagados.

El primero sería los fondos cuya retención por parte del empresario es autorizada por el gobierno en los contratos para permitirle cubrir los costos físicos y atraer nuevo capital para mantener el desarrollo. El segundo representa el margen de beneficios del gobierno.

e) Cuando el empresario queda reducido al rendimiento mínimo que aceptaría para continuar las operaciones, será su participación la que fije el precio mínimo en vez de los costos.

f) Los gobiernos pueden aferrarse a sus ingresos máximos y arriesgar la pérdida de mercados, o pueden escoger lo opuesto. En el caso de las compañías estatales y de las empresas mixtas que se formen, existe la complicación de cuál operación les conviene más: la propia o la de las empresas privadas que funcionen en el país. Las compañías nacionales pueden disminuir los precios más fácilmente que las privadas, aunque no es fácil encontrar un medio viable de hacerlo.

g) A principios de 1966 surgió una tendencia hacia el endurecimiento de los precios sobre la base de las gestiones de Libia, la mayor concentración de las compañías internacionales y la vacilación que se nota en las políticas adoptadas por algunos países en relación a "energía barata".

h) No se sabe hasta cuándo pueden estas presiones distanciar el *precio* de los *costos*. Por lo demás, la actividad de las compañías estatales podría originar una contrapresión hacia precios más bajos no igualables por las compañías privadas. Por otra parte, la diferencia entre los precios realizados o descontados y los costos más los rendimientos (incluidos en éstos los ingresos fiscales de los gobiernos) es tan grande que la tentación por reducir los *precios efectivos,* atenuando los beneficios y así aumentar los *negocios,* es poderosa y lógica. Después de todo, la demanda individual es altamente elástica a pesar de que la global sea inelástica.

i) No resulta fácil separar la economía de la política; con todo, se puede pensar que la acción de los gobiernos sea la de rebajar los precios de los petróleos por medio de sus prácticas de incursión, antes que aumentarlos a través de un cartel.

CAPITULO IX

CONCLUSIONES DE LOS CAPITULOS VII Y VIII

En conclusión se puede decir lo siguiente:

1. Aunque se quiere buscar justificación económica a los precios del petróleo hasta antes de la II Guerra Mundial, es aparente y diáfano que el precio "gulf-plus" correspondió a una época de dominio total del oligopolio en el mercado internacional y de poco poder de negociación de los consumidores. El resultado fue unas ganancias exorbitantes para las Empresas (los países tenían poca participación para entrar en los beneficios). Con todo deberá anotarse que, para 1928 o 1930, E.U.A. era la región exportadora más importante del mundo y que, aun cuando esta situación había cambiado en 1938 o 1940, todavía continuaba siendo un área o fuente alterna de suministros. El precio fue en toda época, sin embargo, un precio *administrado*.
2. Después de la II Guerra los precios han tenido un mayor sentido económico desde el punto de vista de las empresas, puesto que la oferta y la demanda se han modificado sustancialmente (en su composición y estructura).
3. A mediano y a largo plazo, y desde el punto de vista de los gobiernos, la cuestión está relacionada con la naturaleza del recurso petrolero escaso y no renovable, cuestión que plantea el problema del "costo de reemplazo" de una "acumulación natural de capital".
4. Para las mismas empresas el concepto económico del precio varía si aquéllas son empresas de producción o empresas integradas. Para la primera, el rendimiento comparativo del capital es lo importante (costo de oportunidad); para la segunda, el rendimiento en sus operaciones integradas.
5. Los precios de las grandes regiones productoras: Golfo de México, Caribe y Noroeste de Africa están ya separados.

6. Existen numerosos mercados individuales, regionales o subregionales que tipifican al comercio internacional y que presionarán los precios hacia la baja.

7. Los consumidores parecen tener por ahora un mayor poder de negociación frente a la *oferta*, aunque es posible que los términos de negociación fueran distintos si *la oferta estuviera representada oficialmente por el país exportador y no por empresas privadas* y si la oferta estuviese unificada y controlada.

8. La venta del 20% del petróleo y productos a terceros, en el mercado internacional, la estiman algunos economistas como suficiente para establecer la estructura actual de los precios de realización o de precios de competencia que no guardan relación con los precios cotizados ni con los de transferencia.

9. Las operaciones de las empresas estatales y las de la OPEP pueden cambiar el panorama internacional de la oferta.

10. La regionalización de los países también está cambiando fundamentalmente la demanda.

11. *¿Pasarán todavía algunos años antes de que los países exportadores puedan alterar fundamentalmente la estructura del comercio internacional y la manera de fijar los precios?* El progreso político del Medio Oriente y del Norte de Africa puede precipitar y acelerar el proceso.

CAPITULO X

LA EVALUACION DE LAS INVERSIONES EN LA INDUSTRIA PETROLERA INTERNACIONAL, SU FINANCIAMIENTO Y EL RENDIMIENTO DEL CAPITAL INVERTIDO EN LAS DIVERSAS FASES DE LA INDUSTRIA

Comentarios sobre estas materias son importantes para el lector que no tiene como obligación diaria investigar tales cuestiones.

a) En términos del valor bruto de libros, la Industria Petrolera Internacional tenía un nivel de \$ 136.000×10^6 para 1964. El valor neto de los activos era de alrededor de \$ 74.000×10^6. Por lo demás, según el Chase Manhattan Bank, las inversiones en los E.U.A., para el mismo año, representaban el 55% del total a pesar de que, a partir de 1955, las inversiones fuera de los E.U.A. habían crecido más rápidamente que dentro de los E.U.A El Chase Manhattan considera como *inversión de capital* cifras que no incluyen el costo de la explotación geofísica, ni tampoco los impuestos pagados por las áreas mantenidas bajo derecho de exploración, aunque se incluyen los *bonos* pagados (caso del impuesto superficial y del inicial de explotación en Venezuela). Para 1964 la inversión se repartía así:

1.	Exploración y Desarrollo	44%
2.	Transporte (Oleoductos y Tanqueros)	18%
3.	Refinación y Petroquímica	21%
4.	Mercadeo	17%
		100%

Los E.U.A. constituían por sí solos el 67% de la etapa de producción [1] superando así su participaci6n en la industria en su totalidad.

Las inversiones en los sectores de refinación y mercadeo de Europa Occidental hacen de ella la segunda región de mayor *concentración* en esta área de activos fijos de la industria, existiendo

1. Datos suministrados por Mariano Gurfinkel en su Curso de Economía Petrolera I.

la mayor *concentración mundial* en el sector de transporte marítimo con la cantidad de $ 8.000×10[6] en 1964.

Existen informes de la O.E.C.D. de que la industria, entre 1953 y 1962, invirtió $ 100.000×10[6] en su desarrollo, representando los E.U.A. la sexta parte de esta suma. Los gastos en los E.U.A. en el período se distribuyeron así:

1.	Exploración, Desarrollo y Producción	73%
2.	Refinación y Petroquímica	13%
3.	Transporte	6%
4.	Mercadeo	8%
		100%

En el resto del mundo libre la situación era así:

1.	Exploración, Desarrollo y Producción	40%	
2.	Refinación y Petroquímica	25%	
3.	Transporte	20%	(?)
4.	Mercadeo	15%	(?)
		100%	

Por lo anterior se puede juzgar que el petróleo es una industria altamente capitalizada, aunque no en la misma proporción en todas las regiones del mundo. Con todo, supera en capitalización a otras industrias energéticas, aunque hoy en día no requiera más la expansión de la producción de petróleo, expresada en términos de un barril por año, fuera de los E.U.A., de lo que exige su equivalente en términos caloríficos para el carbón, por ejemplo. El petróleo requiere inversiones adicionales para su transformación en productos, pero esto también lo requieren el carbón y el gas para transformar su forma potencial de energía utilizable. Por lo demás, las plantas de energía hidroeléctrica o atómicas son más capital-intensivas que las que pueden operar con petróleo.

También existe la diferencia esencial de que la industria petrolera energética es manipulada y administrada por el sector privado, mientras que las otras industrias energéticas son de estricta regulación o aun de propiedad municipal o estatal por ser facilidades de utilidad o uso público. Sin embargo, esta condición está cambiando rápidamente en el mundo.

De otra parte, *la inversión petrolera* es de más riesgo que la hidroeléctrica o que la carbonífera, especialmente en el sector de producción, ya que el petróleo no aparece sino donde se le encuentra.

El Comité Petrolero de la O.E.C.D. estima que en la decena de 1950, la industria invirtió $ 321 por tonelada métrica anual agregada en los E.U.A. y $ 118 en el resto del mundo libre. Esto cubriría todas las etapas de la industria.

Para 1965 se estima que, fuera de los E.U.A., la inversión sería del orden de los $ 100 por tonelada distribuida así:

Producción	$ 46
Transporte	± $ 18
Refinación	± $ 18
Mercadeo	± $ 18
	± $ 100

En los E.U.A. el solo sector de producción requeriría $ 100, cantidad que se reduce de 13 a 16 dólares en el Medio Oriente y el Norte de Africa. Para Europa Occidental la refinación y el mercadeo requerirían cerca de $ 30 anuales por tonelada y en algunos países menos desarrollados se necesitaría alrededor de $ 60, en vista de la ausencia de infraestructura económica.

La tendencia actual en las inversiones pudiera ser de incremento por tonelada o barril agregado, a no ser por los adelantos tecnológicos que parecen balancear estos aumentos que necesariamente han de aparecer en una industria que, al descubrir nuevos campos, agota un recurso que se supone finito. Esto sucede con los costos de perforación y con la construcción de mayores oleoductos y de mejores tanqueros que cuestan menos por unidad transportada. Cuestión que también aparece tan clara en el sector de refinación.

Como cuestión aparte en la inversión petrolera deben mencionarse los gastos de investigación (que se supone tienen un factor de riesgo similar al de las exploraciones) que deberán continuar con una tendencia al alza porque son gastos de pre-inversión.

De otra parte, el sector petroquímico ha estado creciendo más que el resto para fines de la década de 1960. En algunos casos,

como el del grupo Shell, la petroquímica representa, en 1959-60, el 9% de la producción en términos monetarios, 5% de los beneficios o ganancias y 25 a 30% de los gastos de investigación.

En cuanto a los gastos del futuro, la O.E.C.D. estima que, entre 1963 y 1972, la industria invertirá $ 158.000 $\times 10^6$ para suplir la demanda en el mundo libre. Otros dan para el período de 1965 hasta 1980, la cifra de $ 266.000 $\times 10^6$.

Aparte de las dificultades inherentes a la estimación de las futuras inversiones en la industria petrolera y frente a las cifras mencionadas, se debe decir que la industria petrolera ha sido la *industria auto-financiante* por excelencia, financiamiento que le viene de la acumulación de capital hecha en sus operaciones. Como ejemplo se puede citar que entre 1955 y 1964 un grupo de empresas que incluyó también a la British Petroleum y a la Shell, aportó el 95% del capital que colocó en activos fijos y en capital de trabajo. De este 95% cerca del 65% vino de fondos de depreciación y alrededor del 60% de las inversiones estuvieron dirigidas al reemplazo de activos existentes. Se podría decir que esto equivale a financiarse más de los consumidores a través de los precios que éstos pagan, que de la cooperación de nuevos inversionistas. Así, la cuestión es más de decisión empresarial o gerencial que de inversionistas, individuales o colectivos, distintos de los existentes.

Debe decirse también que la proporción de auto-financiamiento de la industria petrolera ha sido, desde la II Guerra, mayor que el de otras industrias en E.U.A. e Inglaterra y sucede así porque se hace difícil encontrar en el mercado mundial de dinero los fondos requeridos. En realidad, lo que se ha hecho es pagar menos dividendos y acumular reservas en fondos para la expansión.

En los últimos años, sin embargo, algunos sectores de la industria han recurrido más al mercado de dinero en busca de fondos y, en casos, a los mercados locales en donde operan las empresas para así disminuir los problemas de balanza de pagos en E.U.A. e Inglaterra. Con todo, la mayor parte de las inversiones siguen proviniendo del capital generado por la industria.

b) Ahora bien, sería interesante decir dos palabras sobre el rendimiento del *capital* que las empresas petroleras privadas aspiran a obtener. En un estudio del First National City Bank de New

York (F.N.C.B.), para un grupo de varias compañías internacionales, el *retorno* neto o *rendimiento* sobre el capital social fue así:

Fines de la década de 1920	10-11 %
Principios de la década de 1930 (año de 1931)	Pérdida
Período de la II Guerra	7- 9 %
Período comprendido entre 1945-1947	15 %
1951	17 %
1958-1959	10 %
1963	11,4%

Debe señalarse que, según algunos expertos, la industria requiere de un rendimiento del 11% para poder financiar el 90% de sus inversiones.

Según el banco mencionado y de acuerdo con un procedimiento para calcular los ingresos y los beneficios, en el Hemisferio Oriental los gobiernos perciben más que las empresas de sus operaciones, es decir, más del 50% de los beneficios y que las operaciones "corriente abajo" dan pérdida cuando los activos en transporte, refinación y mercadeo representan del 70 al 80% de los activos totales en el área *.

Según el F.N.C.B., para fines de 1958 los activos fijos netos en el Hemisferio Oriental eran por valor de \$ 6.359×10^6 y para fines de 1962 de \$ 9.375×10^6; los beneficios para las *siete grandes* fueron de \$ 950×10^6 para 1955 y \$ 1.102×10^6 para 1960, por lo que el rendimiento del capital fue de 20 al 25% para 1955, del 15% en 1958 y del 13% en 1960 y 1962.

Si el beneficio neto hubiera sido calculado con respecto a los activos y al capital correspondientes a la etapa de la producción, el *rendimiento* habría sido mucho mayor. Debe comprenderse que las actividades de producción, a la par que un *mayor riesgo* que las operaciones "corriente abajo", presentan un elemento aleatorio de productividad que puede redundar en mayores rendimientos. El factor de riesgo justificaría la *expectativa matemática* de un beneficio mayor. Si esto se hiciera para el Hemisferio Oriental, las *siete grandes* mostrarían rendimientos del 60 al 90% en la producción después de pagadas las participaciones a los países exportadores en 1955, cantidad que habría bajado

* Informe de Edward Symond.

al 30 y 45% para 1960-1962. Como las inversiones en los países del M.O. son apenas ⅓ del total del H.O., se infiere que los beneficios y rendimientos son proporcionalmente mayores allí que en todo el hemisferio.

Ejemplos:

1. Little estimó en 1962 que el rendimiento de las inversiones principales en el M.O., excepto Kuwait, entre 1955-1960, tuvo un promedio de 66% (20% en Venezuela).

2. El Departamento de Comercio de los E.U.A. estimó para 1960, 50% de rendimiento para el M.O. (20% para Venezuela). Para 1964 se estimó 70% para el M.O. (21% para Venezuela).

3. Informes de la ARAMCO (Arabian American Oil Company) revelan rendimientos del 70%.

En definitiva, algunos expresan que no se puede argüir que los beneficios de la producción sean solamente atribuibles a los activos fijos existentes en este sector, sino que son también el resultado de las operaciones "corriente abajo" que son necesarias para el funcionamiento integral de la industria. Pero también se deberá tener en cuenta que no se puede esperar que sea únicamente el sector de la producción quien financie las operaciones "corriente abajo", sino que el consumidor, bien sea el país o el comprador individual, debe cubrir parte de este subsidio y de ese financiamiento que se le hace a través de precios más justos para los países productores. Se podría argumentar que no es propio que las empresas asignen un rendimiento total a las operaciones consistentemente menor que el *costo de capital usado* o *tomado en préstamo* para el comienzo de las actividades de exploración y producción, puesto que los países productores no están interrelacionados con los resultados "corriente abajo".

Como están las cosas, cada sector debe dar su *contribución proporcional* a las operaciones integradas exigiéndoles a sus activos, en el sitio de inversión, el rendimiento correspondiente. No es de despreciar el punto de vista de que los países desarrollados en donde estarían los activos de las operaciones "corriente abajo" ya se han beneficiado grandemente de los factores económicos de multiplicación originados por las inversiones correspondientes, incluyendo el empleo. No hay duda de que, hasta ahora, han

sido los países exportadores quienes han financiado, con su *acumulación natural de riqueza:* "el petróleo", las operaciones de la industria más allá de las actividades de producción. Esto es, sin duda, un punto de vista de contradicción entre las empresas y los países productores. Otra cosa sería si los países productores estuvieran asociados en todo el negocio petrolero, desde la producción hasta el mercadeo.

No hay duda de que este tipo de argumentación está vigente y es por eso que los rendimientos de las empresas muestran declinación, como se aprecia en el siguiente cuadro, aunque todavía estén a un nivel apreciable:

TABLA XIII

HEMISFERIO ORIENTAL:
RENTABILIDAD DE LAS *SIETE GRANDES*

	1957	1960	1963	1968
Producción (MM.BLS.)	1.370	1.950	2.540	3.627
Ganancias Netas (MM$) [1]	1.055	1.090	1.437	1.450
Capital Social (MM$)	5.656	7.846	10.141	12.878
Rentabilidad (%)	18,7	13,9	14,2	11,0
Ganancias/Barril (c. de $)	77	55,9	56,6	40,0
Pagos A/L gobiernos (MM$)	1.070	1.381	1.908	2.822
Pagos Gob/Barril (c. de $)	72,1	70,8	75,1	77,8

1. Después de todos los impuestos.

FUENTE: Mariano Gurfinkel - Curso de Economía Petrolera I.

En el cuadro siguiente se aprecian otros datos:

TABLA XIV

HEMISFERIO ORIENTAL: RENTABILIDAD POR COMPAÑIAS
(MM. $)

	1967	1966	*Aumento* %
Ganancias 10 empresas	1.545,4	1.402,2	10,2
Ganancias 5 Internacionales	3.319,4	3.045,4	9,0
Standard New Jersey	1.190,0	1.091,0	9,1
Gulf	568,0	505,0	12,5
Standard California	422,0	401,0	5,2
Mobil	385,0	356,0	8,1

FUENTE: Mariano Gurfinkel - Curso de Economía Petrolera I.

Antes de terminar vale la pena señalar la distribución de inversiones en Venezuela:

TABLA XV

VENEZUELA: INVERSIONES EN LA INDUSTRIA PETROLERA (MM. Bs.)

	1950			1955			1965		
	Bruta	*Neta*	*%*	*Bruta*	*Neta*	*%*	*Bruta*	*Neta*	*%*
Producción	5.302	3.818	66,0	8.010	3.919	73,2	14.707	5.486	72,3
Transporte	640	424	8,0	804	471	7,4	2.109	954	10,4
Refinación	1.209	1.068	15,0	1.483	926	13,5	2.315	675	11,3
Ventas	70	52	0,9	102	74	0,9	240	121	1,2
Otros	806	459	10,1	538	259	5,0	971	317	4,8
	8.027	5.821	100,0	10.937	5.649	100,0	20.342	7.553	100,0

FUENTE: Mariano Gurfinkel - Curso de Economía Petrolera I.

También vale la pena indicar como última nota el porqué de la integración vertical y de las inversiones "corriente abajo" para que los beneficios deban ser mayores en la etapa de producción. El ejemplo que sigue lo muestra:

	Producción	*Corriente Abajo*	*Total*	*A*
Ventas	$ 5.000	$ 5.000	$ 10.000	$ 10.000
Costo Op.	(1.400)	(2.040)	(3.440)	(1.400)
Depreciación	(600)	(960)	(1.560)	(600)
Agotamiento (27½%)	(1.375)		(1.375)	(2.750)
Ingreso Neto	$ 1.625	$ 2.000	$ 3.625	$ 5.250
Impuesto 52%	(845)	(1.040)	(1.885)	(2.830)
Beneficio	$ 780	$ 960	$ 1.740	$ 2.420
Capital	15.600	19.200	34.800	15.600
Rentabilidad	5%	5%	5%	15,5%

Si todo el producto estuviera en las ventas que tendría la columna *A*, la rentabilidad subiría del 5 al 15,5%, aunque en el cuadro se aprecia que la rentabilidad de la producción más el resto sería del 5% solamente. Sin embargo, la integración en la industria petrolera existe por varias razones, entre otras:

I. Es anterior al actual sistema impositivo.

II. Permite mayor flexibilidad en las operaciones.

III. Asegura los mercados y, por tanto, la colocación de la producción y la posibilidad de estabilizar los precios de venta.

Para finalizar se puede decir que las inversiones de E.U.A. para 1968 en la industria petrolera, eran del orden de los $\$ 3.400 \times 10^6$ que incluye $\$ 1.100 \times 10^6$ en los países subdesarrollados o en vías de desarrollo (Venezuela entre ellos).

Por grupos o países se repartirían así:

GRUPO I:	
Europa Continental + Rep. de Africa del Sur	$\$ 800 \times 10^6$
GRUPO II:	
Reino Unido, Irlanda, Canadá, Japón, Australia, Nueva Zelandia, Bermudas, Bahamas, Hong Kong y países del M.O.	$\$ 1.500 \times 10^6$
GRUPO III:	
Países subdesarrollados	$\$ 1.100 \times 10^6$
Total:	$\$ 3.400 \times 10^6$

Los gastos proyectados fueron del orden de los	$\$ 3.485 \times 10^6$
y la Depreciación + Agotamiento	$\$ 1.470 \times 10^6$
quedaron como fondos adicionales por buscar	$\$ 2.015 \times 10^6$
Las empresas aportaron	$\$ 495 \times 10^6$
quedando un déficit de	$\$ 1.520 \times 10^6$

repartidos así entre los Grupos antes señalados:

Grupo I:	$\$ 515 \times 10^6$
Grupo II:	$\$ 485 \times 10^6$
Grupo III:	$\$ 520 \times 10^6$
	$\$ 1.520 \times 10^6$

En el período 1965-66 las empresas obtuvieron capital por préstamo a largo plazo por valor de $\$ 375 \times 10^6$ fuera de los E.U.A.

Las empresas americanas enviaron fondos de los E.U.A. en el período señalado así:

Grupo I:	$ 310×10^6
Grupo II:	$ 475×10^6
Grupo III:	$ 100×10^6
Total:	$ 885×10^6

Las ganancias — las reinversiones fueron así:

Grupo I:	$ 15×10^6
Grupo II:	$ 1.190×10^6
Grupo III:	$ 550×10^6
Total:	$ 1.755×10^6

La contribución neta a la Balanza de Pagos fue:

Grupo I:	$ (295×10^6)
Grupo II:	$ 715×10^6
Grupo III:	$ 450×10^6
Total:	$ 870×10^6

Estos datos son de interés general para los estudiosos del petróleo y fueron extraídos del documento de examen final presentado por el suscrito en los finales de la materia Economía I del curso de postgrado de la U.C.V. dictado por el Ingeniero-Economista Mariano Gurfinkel, quien aportó, en clase, buena parte de la información en cifras. Su interpretación corresponde al autor.

CAPITULO XI

EL PROGRAMA DE RESTRICCIONES A LA IMPORTACION DE PETROLEO Y DERIVADOS EN LOS E.U.A.

Se incluyen en este capítulo datos que describen las características del Programa de Restricciones de los E.U.A. y los efectos del mismo sobre ese país y sobre los países exportadores. El lector lo encontrará útil para su estudio sobre la OPEP y sus motivaciones.

El programa de restricciones a las importaciones petroleras practicado por E.U.A. ha pasado por un proceso histórico de cambio que se da en el siguiente resumen cronológico:

Fecha Recomendaciones	*Distritos Cubiertos*	*Hidrocarburos Afectados*	*Observaciones*
1. National Industrial Recovery Act. 1933	Todos	Pet. + Prod.	Vol. Import. + 4,5% Prod. doméstica. Vigente por 6 meses.
2. Feb. 26, 1955 Comité sobre Suministros Energéticos + CDM	Todos	Pet. + Prod.	Importaciones a nivel 10,4% Prod. doméstica 1954 para pet. y 5,7% combustible residual.
3. Oct. 31, 1955 Comité Gabinete	Todos	Pet.	Canadá y Venezuela quedan excluidos porque controlan sus exportaciones a E.U.A.
4. Mayo 14, 1956 Comité Gabinete	I al IV	Pet.	Idem. Revisión cada 6 meses.
5. Julio 29, 1957 Comité Especial y Orden Ejecutiva Presidente	I al IV	Pet.	Importaciones = 12% Prod. doméstica. Importadores aceptan cuotas voluntarias. *Comienzo plan voluntario.*
6. Dic. 12, 1957 Comité Gabinete + Orden Ejecutiva	V	Pet.	Nivel de 220.100 b/d. y asignación de cuotas tomando en cuenta demanda local y producción local.

Fecha Recomendaciones	Distritos Cubiertos	Hidrocarburos Afectados	Observaciones
7. Mayo 24, 1958	I al V	Pet.	Nivel de importación 713.000 b/d o sea, 12% promedio producción.
8. Mayo 27, 1958 Orden Ejecutiva	I al V	Pet. + Prod.	Se pone en vigencia el Buy American Act.
9. Abril 26, 1958 Directiva Depto. de Defensa	I al V	Pet. + Gasolina no terminada	Limitación de petróleo y gasolinas no terminadas a los niveles de esa fecha.
10. Julio 30, 1958	V	Pet.	Se extiende el volumen de importación por 6 meses y se incluyen nuevos importadores.
11. Sept. 1, 1958	I al V	Pet. + Prod.	Nueva base plan voluntario.
12. Marzo, 1959	Todos	Pet. + Prod.	*Comienzo del Programa Obligatorio.*
13. Nov. 30, 1962 Proclama Presidencial	I al IV, V y Puerto Rico	Pet. + Prod. Comb. Residual	Ver texto que sigue.
14. Dic. 10, 1965	Todos	Pet. + Prod.	Cambios progresivos en la estructura de los aspirantes a licencias.

El Programa Obligatorio de Marzo de 1959 estipuló lo siguiente:

Distrito I al IV

1. Petróleo + Petróleo no terminado y productos terminados *excepto combustible residual* fueron limitados al nivel del *9% de la demanda total de petróleo y producción* en el área región (estimaciones del "Bureau of Mines").
2. Los productos refinados quedaron al nivel de 1957.

Distrito V

1. Petróleo + Petróleo no terminado + productos fueron limitados a un volumen que, sumado a la oferta, daría la demanda para el Distrito según estimación del "Bureau of Mines".

Importaciones Terrestres:

De petróleo + petróleo no terminado + *productos terminados* quedaron exentos de control. Este privilegio cubrió a Canadá y México resultando el nivel total de importaciones para los Distritos I-IV y V disminuido en los volúmenes de importaciones provenientes de estos países. Venezuela y M.O. resultan así perjudicados, especialmente la primera.

Cuotas de Importación:

Esta cuotas fueron asignadas por la Oficina de Administración del Programa de Importaciones Petroleras del Departamento del Interior de E.U.A., a las compañías propietarias de Refinerías como insumos y manufactura de productos.

Esto afectó a operadores de Venezuela tales como la Superior Oil Company, cuyos descuentos aumentaron al no encontrar mercados, causando fuerte deterioro de los precios de venta *.

En el nuevo programa del Presidente Kennedy de Noviembre de 1962, ocurren los siguientes cambios:

Distrito I-IV. Cuotas Fijadas Eventualmente

1. Petróleo + Productos no terminados + Productos terminados (excepto combustible residual) limitados al 12,2% de la *producción doméstica* de petróleo o hidrocarburo líquido del área; este es un cambio internacional con respecto al programa anterior. La cuota total incluye las importaciones exoneradas de Canadá y México, por lo que el total disponible queda reducido para Venezuela y el M.O.

2. Los importadores históricos sufren una disminución en sus cuotas que bajan *del 65% en 1963 al 63% en 1964* y se introduce la modalidad de otorgar licencias a los refineros del interior con base en una escala que era así:

---

* Véase *Análisis Histórico de la OPEP*, 1ra. parte, Acosta Hermoso, Eduardo.

Promedio Volumen Refinado B/D	*% Licencia*
0 — 10.000	14
10.000 — 30.000	11,9
30.000 — 100.000	9,3
100.000 o más	5,45

Distrito V

1. Cuota = Demanda total — (Oferta doméstica + Transferencias de otros Distritos + Envíos desde Canadá).
2. Los importadores históricos reciben 55% en 1964 en vez del 57% recibido en 1963 y para los refineros menores se establece la siguiente escala correspondiente a sus volúmenes de refinación:

Promedio Volumen Refinado B/D	*% Cuota o Licencia*
0 — 10.000	52
10.000 — 30.000	29
30.000 o más	9,57

Puerto Rico

1. Cuota Petróleo: para todo importador con refinería que haya realizado importaciones en el período Julio a Septiembre 1958.
2. Productos Refinados: sólo en el caso de importaciones habidas en el segundo semestre de 1958. El Administrador del Programa queda facultado para aumentar o disminuir la cuota.

Combustibles Residuales

1. Cuotas fijadas anualmente del 1 de Abril al 31 de Marzo con base en los niveles de 1957. El Secretario del Interior queda facultado para aumentarlas o disminuirlas.
2. Régimen de Cuotas:

   a) Con base en el 80% de las importaciones de 1957 para los importadores en ese año y 85% para los que no tenían cuotas antes, y;

b) En el Distrito I se otorgó cuota a los poseedores de terminales de aguas profundas con inversiones en el año según una escala determinada*. Ocurre la liberalización del comercio del combustible residual.

La liberalización del comercio con el combustible residual eliminó la relación consumidor-importador, pero ha contribuido a producir una tendencia a la baja de los precios hasta el punto de que el Ministerio de Minas se ha visto obligado a establecer niveles mínimos de venta. La liberalización terminó con el tráfico de cuotas que había sido una de las objeciones hechas por Venezuela, pero no significa una ganancia para el país desde el punto de vista de los precios, aunque sí de los volúmenes exportados en razón al dominio que ha tenido Venezuela en el sector.

Las últimas modificaciones al PROGRAMA hasta 1968 le dan cabida a consumidores como son las Plantas Petroquímicas; dan algunos beneficios a los importadores que no pudieron llenar sus cupos o licencias en 1967 con la crisis de Suez; se incluye el combustible Nº 4 con el Nº 6 que es residual, se da cuota a Hess en las Islas Vírgenes, se tomaron en cuenta las necesidades de exportación de Puerto Rico y se establecen cuotas especiales a los refinadores que procesan combustibles residuales con bajo contenido de azufre, como se observa en el cuadro que sigue:

* Ver el Platt's Oilgram correspondiente.

TABLA XVI

MODIFICACIONES AL PROGRAMA DE RESTRICCIONES PETROLERAS

(Barriles Diarios)

Distrito I - IV	*Año 1968 Enero 1 a Diciembre 31*	*Año 1967 Enero 1 a Diciembre 31*	*Diferencia*
Producción estimada de crudo y gas natural líquido	9.028.000	8.724.000	304.000
12,2% de la producción estimada	1.137.116[1]	1.064.326	72.790
Menos:			
Envíos exentos de Canadá	280.000	225.000	55.000
Envíos exentos de México	30.000	30.000	
Importación bajo cuota de crudo, productos no terminados y productos terminados:	827.116	809.326	17.790
Menos:			
Importación de Productos Terminados	54.636	71.636	
Reservado para Junta de Apelaciones	7.000	5.000	
Importaciones desde Islas Vírgenes	15.000	—	
Menos:			
Importaciones desde Puerto Rico no incluidas en renglón anterior	30.800	3.750	
Asignaciones totales de crudo y productos no terminados:	719.680	728.940	— 9.260
Asignación a Plantas Petroquímicas	52.000	40.084	—11.916
Asignación total de crudo y productos no terminados para refinerías	667.680	688.856	—21.176

1. Esta cifra incluye 35.700 b/d de importaciones autorizadas para 1967 que no fueron realizadas. Debido a la crisis del Medio Oriente, en 1967 se importaron unos 143.000 b/d menos que la cantidad asignada. En consecuencia, durante los próximos dos años el nivel total de importaciones, fijado como el 12,2% de la producción doméstica, será incrementado en 35.700 b/d por año. Los restantes 71.000 b/d de licencia quedarán incluidos dentro del nivel del 12,2%.

Los efectos del Programa de Restricciones impuestas por E.U.A. sobre ese país y sobre los países exportadores se pueden resumir así:

Sobre E.U.A.

1. Se protege el precio del petróleo doméstico contra la posible y casi cierta erosión de éste, producida por la competencia de petróleo más barato del exterior.
2. Se subsidia la industria refinera doméstica que no tenía acceso al petróleo barato extranjero, permitiéndole mejorar su rendimiento.
3. Causa el mismo efecto de subsidio entre importadores con terminales de aguas profundas (caso del combustible residual).
4. Permite desarrollar la producción a un nivel que sea más remunerador para la industria doméstica.
5. No hace depender, peligrosamente, la seguridad nacional en razón a los suministros externos.
6. Conserva a la industria doméstica fuerte y en capacidad de continuar su desarrollo y expansión.
7. Protege las empresas establecidas en Puerto Rico y otras regiones del área de los E.U.A.
8. Protege la industria petroquímica y les da acceso a insumos más baratos del exterior.

El programa actual refleja lo siguiente:

Distritos I-IV

1. No tiene cambios en cuanto al nivel de la cuota.
2. Los importadores tradicionales ven disminuida su posición tradicional habiendo bajado al 50% de los mismos que tenían bajo el *Programa Voluntario*, es decir, antes del Obligatorio.

Distrito V

El cambio habido últimamente se refiere a que los refineros que producen un combustible residual de bajo contenido de azufre (0,5% o menos) reciben una cuota de importación equivalente.

Puerto Rico

Se le permite enviar sus exportaciones a E.U.A. y a otros países para determinar su cuota.

Combustible Residual

Se liberalizó el sistema en la forma indicada.

Exenciones en Canadá y México

Crecen las de Canadá y se quedan congeladas las de México.

De seguidas se incluye la Tabla XVII que muestra la variación de la cuota en los E.U.A. en términos porcentuales.

TABLA XVII

VARIACION DE LA CUOTA DE LAS IMPORTACIONES PETROLERAS DE ESTADOS UNIDOS

(en porcentajes)

Años	*Países Afectados*	*Hidrocarburos Afectados*	*Distrito I* %	*Distrito II* %	*Distrito III* %	*Distrito IV* %	*Distrito V* %
1957	Todos	Petróleo Crudo	12	12	12	12	
1959	Todos excepto Canadá y México	Todos excepto el fuel oil para los Distritos I - IV [1]	9	9	9	9	Demanda — Oferta
1962[2,3]	Todos	Todos excepto el fuel oíl para los Distritos I - IV	12,2	12,2	12,2	12,2	Demanda Total (—) Oferta doméstica (—) Transferencias de otros Distritos (—) Envíos de Canadá.
1966	Todos	Fuel oil	Libre importación	Libre importación	Libre importación	Libre importación	
1967	Todos	Se incluye el combustible residual Nº 4 dentro de la categoría del combustible Nº 6.					

1. La importación de fuel oil se hace en base a los niveles de 1957.
2. La cuota de importación se fija en base a la de producción.
3. Se crea la cuota para Puerto Rico. Se otorga a todo importador de crudo con refinería que haya realizado importaciones para el período Julio-Septiembre de 1958. Para productos refinados se requiere haber realizado importaciones en el 2º semestre del mismo año.

FUENTES Ministerio de Minas e Hidrocarburos.
Diez años de restricciones petroleras. César Balestrini.

Se desprende de la Tabla XVI que la cuota para el 1º de Enero de 1968 es menor en 21.176 barriles a la existente o permitida para la misma fecha del año de 1967. Se nota también que los renglones que hacen más peso son los aumentos de las exportaciones de Canadá que suben 55.000 b/d.

Sobre los países exportadores

1. Provoca una competencia aguda por la cuota excedente del Programa con el consiguiente efecto erosivo sobre los precios.
2. Disminuye la posibilidad de expansión de las exportaciones.
3. Establece un proceso discriminatorio y perjudicial frente a las exoneraciones concedidas a Canadá y México, principalmente al primero.
4. Disminuye la importancia de los importadores tradicionales que son preferentemente venezolanos.
5. Disminuyó la capacidad de suministros de combustible residual venezolano a E.U.A. hasta el momento de la liberalización.
6. Castigó innecesariamente las exportaciones de petróleo asfáltico venezolano.
7. Desvió los excedentes de producción de Venezuela y del M.O. hacia Europa, causando allí presiones indebidas sobre los precios.

Quedan por ver las modificaciones que puedan venir en el futuro.

CAPITULO XII

OTROS ASPECTOS DE LAS OPERACIONES PETROLERAS INTERNACIONALES

Veamos ahora otros aspectos de las operaciones petroleras internacionales que son de interés:

En las operaciones petroleras internacionales intervienen como participantes principales los siguientes:

1. *Los países productores-exportadores.*
2. *Las compañías petroleras internacionales.*
3. *Los países consumidores que dependen de las importaciones.*
4. *Los países de origen de las compañías petroleras.*

Análisis: a) *los intereses comunes* y b) *los antagónicos entre los cuatro grupos.*

a) *Intereses comunes*

Desde la formación de la OPEP en 1960, los países productores y exportadores *netos* han podido encontrar, analizar y propender a la defensa de lo que podrían llamarse intereses comunes. La nacionalización de la industria, ocurrida en Irán en los primeros años de la década de 1950, dejó experiencias muy amargas para ese país y muy útiles para los restantes países exportadores netos.

La chispa que iluminó el horizonte de los países exportadores netos no ocurrió sino hasta Abril de 1959 durante el Primer Congreso Arabe de El Cairo, cuando se firmó el conocido "Pacto de Caballeros" entre varios de los países exportadores netos existentes: Venezuela, Arabia Saudita, Kuwait, Irán, Qatar, Egipto e indirectamente Irak *. Posteriormente, en 1960 las rebajas de precios cotizados en el Golfo Pérsico

* Ver *Análisis Histórico de la OPEP*, 1ra. parte, Acosta Hermoso, Eduardo.

dieron origen a las reuniones de estos países en Bagdad y, finalmente, a la OPEP en Septiembre de 1960.

En las Resoluciones primeras de la OPEP se definen los objetivos de la organización así:

i. Defensa y estabilización de los precios del petróleo y de sus productos a niveles razonables.

ii. Conveniencia de mantener políticas petroleras similares.

iii. Necesidad de mantener ingresos apropiados para sostener los programas de desarrollo integral de los países productores - exportadores netos.

iv. Conveniencia de utilizar racionalmente un recurso no renovable, exhaustible con el uso y escaso.

v. Necesidad de formar expertos en la industria del petróleo.

vi. Conveniencia en formar un grupo de presión que pueda propiciar e imponer el "orden" en el comercio internacional del petróleo ya distorsionado por la presencia de factores comerciales contradictorios (cambios de la oferta y de la demanda) y aun por factores políticos de importancia.

Ante estos objetivos aparecen dificultades para su realización como son:

i. Diferencias en el desarrollo y en los objetivos políticos de los países miembros de la OPEP y de los que participan en el comercio internacional del petróleo. (Caso de países del M.O. y de Rusia).

ii. Necesidades económicas distintas.

iii. Políticas diferentes en cuanto a los niveles de producción y a los mercados.

Por su parte, las compañías petroleras internacionales del sector privado, cuando aparece la OPEP en 1960, ya llevan años de experiencia petrolera en los diversos sectores de la industria. El Pacto de Achnacarry en 1928, no puede ser menos elocuente en cuanto a objetivos entre los cuales se destacan:

i. El control de la producción para mantener la oferta y la demanda en equilibrio.

ii. Economías en todos los sectores de la industria tipificada por la resistencia a duplicar instalaciones.

iii. Tendencia a mantener los costos en un mínimo incluyendo en esto los pagos a los gobiernos de los países propietarios del petróleo.

iv. Abastecimiento de las áreas con arreglo a la tesis de "la línea recta" de Deterding.

v. Determinación de los precios con base en el petróleo más costoso de la época, o sea, el del Golfo de México (período 1928-1939).

vi. Estabilidad de los mercados.

Estos objetivos habían sido el fruto de la larga experiencia de competencia desordenada en los E.U.A., antes de la formación del *trust* de la Standard y, luego, en el mercado internacional, con las guerras de precios previas al pacto de Achnacarry.

Conviene señalar que, aunque hoy en día el oligopolio petrolero de base angosta de antes de la II Guerra Mundial ha sido sustituido por un oligopolio de base ancha que ha entrado en un período iniciado en 1957 y 1958 de competencia más desordenada, las empresas mayoritarias y, en general, la industria petrolera saben, por experiencia, que debe existir un mercado lo más adecuado posible, por cuanto se trata de inversiones a largo plazo que deben tener la garantía de un precio remunerador para el capital.

Ante la aparente importancia de las empresas, pese a su experiencia y a su peso en el oligopolio internacional, la aparición de factores nuevos como los de Italia a través de ENI y de Japón a través de la Arabian Oil Co., así como las exportaciones rusas que ya sobrepasan el millón de barriles diarios, los países exportadores han visto la necesidad de imponer orden en el mercado mundial. Este papel lo llevó John D. Rockefeller en los E.U.A. en su época y el oligopolio de Achnacarry y años subsiguientes hasta la II Guerra, época en que existieron los controles de E.U.A. e Inglaterra sobre el comercio mundial del petróleo. Hoy en día, parecieran insuficientes los esfuerzos del sector privado de la industria petrolera y se hacen necesarios los de los gobiernos de los países productores, en una industria de carácter básico y de índole internacional que tanto afecta al porvenir de los pueblos.

En cuanto a los países consumidores, la experiencia es también abundante.

Cuando éstos no conocían bien el negocio petrolero pagaron precios altos por el petróleo y sus productos, época que se prolongó hasta la II Guerra. Después, ante la presión que desarrollaba la falta de divisas duras, la necesidad de equilibrar y proteger sus balanzas de pago y la también necesidad de mantener fuentes alternas de suministro, los llevaron a revisar los precios, en primer lugar, para rebajarlos substancialmente en el período de post-guerra, acción que estuvo apoyada por el aumento de la oferta en el M.O. con petróleo de bajo costo y alta productividad.

De otra parte, los países consumidores que han entrado en el mercado después de la década de 1950, al firmar acuerdos económicos regionales, han enfatizado la política del procesamiento doméstico del petróleo por utilizar. Las razones son bien sencillas: una, precios más bajos por el petróleo que por los productos; dos, actividad económica doméstica estimulada por los procesos de refinación.

Finalmente, los países de donde es originario el capital petrolero que son: E.U.A., Inglaterra, Holanda y Francia, comprendieron hace muchos años, la importancia de la industria petrolera en escala internacional. Se dieron cuenta de la necesidad de controlar las fuentes de suministro en su propio provecho, especialmente las de aquellos países que no disponían de recursos propios como lo eran los tres últimos nombrados. De aquí que fuera Deterding del grupo Royal-Dutch Shell, quien entendiera y propugnara primero la tesis "de la línea recta" y luego la de la integración horizontal. Tal fue la importancia atribuida por estos países a la industria petrolera en sus aspectos internacionales que no dudaron en usar todos sus recursos políticos y diplomáticos para alcanzar sus fines. Hoy en día los resultados no pueden ser más elocuentes en cuanto al control por estos países de los diversos sectores de la industria (producción, refinación, transporte, mercadeo) y de la industria propiamente dicha.

Ante todo lo anterior, ¿cuáles podrían ser los intereses comunes a los cuatro grupos descritos?

i. Lo fundamental sería: Mantenimiento de una industria fuerte y floreciente. ¿Por qué? Porque tendería a sostener:

    1. fuentes *estables* de *suministros* para los consumidores; y
    2. fuentes *estables* de *ingresos*, para los países productores-exportadores, para las empresas y aun para los países originarios del capital inicial.

Es evidentemente innecesario enfatizar la importancia capital de estas dos cuestiones.

ii. La garantía de un rendimiento aceptable para los capitales invertidos y para el petróleo considerado como un recurso no renovable y escaso. Se entiende que este punto no tenga un concepto básico único. Si bien interesa a todos que los inversionistas tengan un rendimiento adecuado del capital, es evidente que el exceso que hubiere en este rendimiento tienda a pasar al bolsillo de los países productores - exportadores.

iii. La garantía de un precio de venta adecuado y aquí, de nuevo, se cae en cuestiones de carácter conceptual en cuanto a qué debe considerarse como *nivel adecuado de precios*.

Estas podrían ser las cuestiones fundamentales sobre las cuales podría haber una cierta área de acuerdo.

b) *Intereses antagónicos*

El antagonismo que puede existir entre los cuatro grupos surge, no sólo de situaciones actuales, sino de cuestiones que vienen del pasado y que no han dejado de ejercer su repercusión en el ánimo de los pueblos y de sus gobiernos. El hecho de que el *cartel internacional* impusiera sus puntos de vista por tan largo tiempo, pasando inclusive por encima del derecho de los pueblos y, hasta cierto punto, apabullando a sirios y troyanos (consumidores y países exportadores de poco desarrollo político), ha dejado una impresión desfavorable hacia la existencia de empresas privadas demasiado poderosas especialmente en el ámbito internacional. La experiencia de consumidores y de países productores no puede ser más evidente. Precios altos y desorbitantes para los primeros e intervención en la política de los países exportadores amén de aprovecharse de sus pocos conocimientos para dejarles una pobre retribución de la riqueza explotada.

Este resentimiento ha jugado un papel primordial en el desarrollo de la industria petrolera internacional en los últimos años. Hasta el punto de que el nacionalismo que en algunos países existe no es sino el producto de ese resentimiento acompañado de la impresión muy objetiva por cierto, de que la industria propia debe ser manejada desde adentro de cada país.

Por lo demás, el ejemplo de Italia y de Rusia y el de otras empresas estatales no ha dejado de tener su influencia en la cuestión. Por eso y por otras razones, aparecen como intereses antagónicos:

i. El deseo de intervenir, por parte de los países exportadores, cada vez más, en el manejo y desarrollo posterior de su propia industria.

ii. La obtención de un precio adecuado por el petróleo. Para cada grupo de intereses el concepto sería:

   a) Consumidores: el más bajo posible.

   b) Empresas: el que les dé un rendimiento adecuado del capital.

   c) Gobiernos exportadores netos: el que debe corresponder al costo de reemplazo de una materia prima que, como el petróleo, debe considerarse como una "acumulación natural de capital".

   d) Países originarios del capital: rendimientos adecuados para sus inversiones.

iii. La tesis de "fuentes alternas de suministro", que mira más al interés del consumidor y del inversionista (empresas y países) que al de los países exportadores netos.

iv. Control de la industria. Este punto es altamente controversial por lo siguiente:

   a) Las empresas lo desean en base al argumento de que sus inversiones deben estar respaldadas por su capacidad individual de decisión.

   b) Los países consumidores buscan cada vez más la autosuficiencia en la generación de energía y en la disponibilidad de bienes que la puedan hacer factible.

   c) Los países exportadores netos piensan que ha llegado el momento de intervenir más y hasta de nacionalizar la industria, progresiva o evolucionadamente (casos de Irán, de Indonesia, de Egipto, de Venezuela, etc.). ¿Por qué? Para reducir el comercio internacional a la condición de oligopolio de base angosta que tenía y así obtener los mayores beneficios posibles de una materia prima de tal importancia estratégica que no puede estar sujeta a la ley de la oferta y de la demanda, cuando tiene por elemento de comercio un recurso natural irremplazable y exhaustible.

CAPITULO XIII

EL ANALISIS SOBRE LA IV CONFERENCIA DE LA OPEP

Después de examinadas estas cuestiones fundamentales, continuemos la exposición del Capítulo I diciendo que los esfuerzos de la OPEP por dar cumplimiento a la Resolución IV-32 en la parte que textualmente dice:

"Que los países miembros inicien de inmediato [5] negociaciones con las compañías petroleras..." requerirán de una estrategia muy bien estudiada por la Organización y, también, de tiempo, habida cuenta de todas estas cuestiones analizadas en capítulos anteriores.

Frente a esto surge la pregunta natural: ¿cuál ha sido la estrategia de la OPEP al respecto y qué resultados ha obtenido? Veamos estas cuestiones en detalle.

La misma Resolución IV-32 establece la estrategia así:

a) Iniciar conversaciones con las empresas petroleras y los consumidores para procurar que los precios fijados para el petróleo suministrado no sean inferiores a los cotizados antes de Agosto de 1960.

b) Tomar las medidas pertinentes en caso de que fracasen estas conversaciones.

c) Elaboración conjunta por los países de la OPEP de una estructura racional de precios que relacione a éstos con un índice de precios de los artículos de importación necesarios a los países miembros.

Debe mencionarse en este punto, que la cuestión a la que se refiere el punto a) fue analizada en la primera parte del *Análisis Histórico de la OPEP* (E. Acosta Hermoso, Universidad de Los Andes, Facultad de Economía, publicado en Octubre de 1969). Allí se expresa en la página 79 que los primeros en negociar fueron Irán y Arabia Saudita,

5. 7 de Junio de 1962.

conversaciones que ocurrieron en Julio de 1962 y el 15 de Septiembre del mismo año con la ARAMCO sin que se llegara a resultados positivos y con el Consorcio de Irán en París, con los mismos resultados negativos. No lo fueron menos las de Kuwait con la KOC, y las que anteriormente, había realizado Irak con las empresas correspondientes durante el régimen de Kasem. Desde entonces, la OPEP no ha intentado nuevas conversaciones. De aquí que sus esfuerzos han estado encaminados a tomar medidas que tiendan a regular o equilibrar la oferta y la demanda a través de un plan adecuado formulado dentro de lo que se conoce por "Comisión Económica de la OPEP" (Ver la *op. cit.* de E. Acosta Hermoso, publicada en Octubre de 1970). En este sentido habrá que esperar algún tiempo más antes de que puedan cristalizar en acción positiva los planes discutidos para tal efecto dentro de la Organización.

En lo que se relaciona con el estudio indicado en c), el autor no tiene noticias de que este haya sido efectuado. Por eso, parece recomendable que la OPEP lo realice tan pronto como sea posible. Sin embargo, aunque el estudio señale los niveles de precios que sean remunerativos para los países poseedores del petróleo, poco se habrá ganado si los países de la OPEP, individualmente y en conjunto, no están dispuestos a tomar las medidas que sean necesarias para regular, no solamente la producción, sino también los suministros y el comercio de las empresas que tienen este tipo de actividades en los países miembros de la OPEP. Este plan de producción, aparte de contener las características propias de cada país miembro, también habrá de satisfacer el conjunto de la oferta de la OPEP. Cabe mencionar que este plan es aún necesario para evitar que los estados dueños del petróleo se hagan la competencia a sí mismos en los mercados mundiales al formar las empresas mixtas y al adoptar otros métodos de expansión de la industria si es que se quiere mantener los precios a un nivel adecuado.

Veamos ahora la Resolución IV-33, que planteó una cuestión de suma importancia para los ingresos petroleros de los países miembros y que casi ocasionó la desaparición de la OPEP con la crisis planteada en Riyadh, Arabia Saudita, en Noviembre de 1962 con ocasión de la celebración de la V Conferencia, la cual no fue resuelta sino en el mes de Diciembre del año siguiente. Para entonces, Venezuela había abandonado el papel de líder del grupo bajo la errónea concepción de que la cuestión de las regalías sólo atañía directamente a los otros países miembros y de que, por tanto, Venezuela debía permanecer al

margen. Esta posición resultó tan absurda que hubo reuniones de Jefes de Delegación, como las celebradas en Beirut, Líbano, en 1962 y 1964, a las cuales Venezuela no asistió oficialmente sino con carácter de observador en momentos en que se estaban decidiendo cuestiones vitales para la Organización. La posición del Secretario General de la OPEP para entonces, Fuad Rouhani, había resultado tan cuestionable durante las negociaciones sobre esta Resolución realizadas con las empresas que, durante la parte final de la V Conferencia de Riyadh en Diciembre de 1963, se resolvió confiar la continuación de las negociaciones a un "Comité de Tres". Además, se dio por terminado el período de Rouhani y se nombró Secretario General de la OPEP al iraquí Dr. Abdel Rahmán Al-Bazaz, quien fuera más tarde Primer Ministro del Presidente Aref ya muerto. Conviene anotar, en este punto, que la cuestión de las "regalías" planteada por la Resolución IV-33 de Ginebra, no fue definitivamente resuelta sino en Noviembre de 1964 con motivo de la celebración de la VII Conferencia de la OPEP en Yakarta, Indonesia.

La Resolución IV-33 recomendaba textualmente, en la versión española de la Gaceta Oficial Nº 795-1 Extraordinaria del 2 de Julio de 1962, lo siguiente:

"Que cada País Miembro afectado se dirija a la Compañía o Compañías en cuestión con la finalidad de elaborar una fórmula por medio de la cual se fijarán pagos por regalía a una tasa uniforme que los miembros consideren equitativa, y que no se tratará como un crédito contra las obligaciones del Impuesto sobre la Renta".

La cuestión planteada era, pues, fundamental, puesto que se estaba reformulando en el ámbito internacional de la OPEP un principio que era parte integral de la política petrolera venezolana, esto es, el principio del reconocimiento del valor intrínseco del petróleo para el país dueño, equivalente a determinar el valor de reemplazo de una agotable "acumulación natural de capital", el petróleo. El problema era espinoso, tanto para los países dueños del petróleo como para las empresas petroleras que lo manipulaban y para los países consumidores adeptos a una política de precios bajos para su adquisición.

Mediante este principio, los inversionistas debían aceptar el carácter especial de los hidrocarburos, su condición de recurso no renovable, su importancia como fuente de energía necesaria para el desarrollo económico de los pueblos, y por ello, compensar al dueño del petróleo

por el valor intrínseco que éste posee. En realidad, aunque sigue siendo difícil asignar cuantía a este valor intrínseco, lo menos a que se podía aspirar era a la determinación de la participación del País Productor en los ingresos netos del petróleo de una manera que resultare en una cantidad mayor para éste que para el inversionista. En la legislación venezolana sobre hidrocarburos y cargas impositivas se tomó la precaución de hacer que la repartición de los beneficios netos fuera realizada en esta forma. Por ello, el Estado venezolano llegó a tomar un promedio del 70 por ciento de los ingresos netos contra 30 por ciento del inversionista. En el Medio Oriente la situación no fue resuelta favorable y equitativamente y la participación del País Productor es del 50 por ciento fijo. Un ejemplo numérico sencillo podría aclarar la situación. Supongamos que los ingresos brutos sean del orden de las 100 unidades y que las deducciones para llegar al ingreso neto estén formadas por 25 unidades que representan todos los otros gastos, excluida la regalía, a la cual también le asignaremos un valor de 25 unidades. En el caso de Venezuela, el Fisco recibe, por concepto de Impuestos sobre la Renta casi 47,5 [1] por ciento de la renta neta que se calcula en 50 unidades, es decir, 22,5 unidades quedaron 27,5 unidades como ingreso neto para el inversionista. Sin embargo, el ingreso total petrolero del Fisco sería de alrededor de 48 o más unidades si se suman las regalías estimadas en 25 unidades con el Impuesto sobre la Renta calculado en 23,75 unidades, más otros impuestos misceláneos.

Caso de Venezuela

Ingreso bruto		100,00
Menos: costo de producción	25,00	50,00
Menos: Regalías venezolanas	25,00	50,00
Renta neta gravable		50,00
Menos: Impuesto s/R (47,5%)		23,75
		26,25
Participación empresa	26,25	
Participación Estado	48,75 = 23,75 + 25,00	

Las cifras serían distintas si se usaran los verdaderos valores en dólares por barril del petróleo vendido. Este ejercicio se puede analizar en esa

1. Situación existente para la Ley de Impuesto sobre la Renta de 1958.

forma en el libro intitulado *Our Gift, Our Oil* de Aníbal R. Martínez, págs. 123 y 132 a 134. En el presente libro se ha elegido un ejercicio más simple en beneficio del lector menos versado en la cuestión petrolera. Debe señalarse aquí, sin embargo, que la clave en el tratamiento de la regalía como costo es la de que es un pago que el concesionario hace al país dueño del petróleo para compensarlo por el "valor intrínseco" de este producto. Por tanto, no debe ni puede ser incluido en los pagos que debe hacer el concesionario por concepto de Impuesto sobre la Renta sino además de éste.

Veamos mediante el ejercicio anterior qué pasaba con los restantes países de la OPEP involucrados antes de la aplicación del concepto de la regalía como costo:

Ingreso bruto	100,00	
Menos: costo de producción	25,00	
Renta neta	75,00	
Menos: Impuesto s/R (50%)	37,50	
Participación empresa	37,50	
Participación gobierno	37,50	
		(incluidas las regalías variables entre el 8,5 y el 12 según el país.)

Aplicando el concepto se tendría:

Ingreso bruto		100,00
Menos: costo de producción	25,00	
Menos: Regalías (variable entre 8,5 y 12)	8,50	33,50
Renta neta gravable		66,50
Menos: Impuesto s/R (50%)		33,25
Participación empresa		33,25
Participación gobierno	41,75 = 33,25 + 8,50	

Es decir, que con la aplicación del concepto de la Resolución IV-33 de considerar la regalía como costo, la participación de los gobiernos

aumentaba apreciablemente. Debe hacerse la observación, nuevamente, de que este es un ejemplo teórico y que, para llegar a cifras reales, debe usarse el precio cotizado respectivo. Además, conviene anotar que la participación de las empresas es menor que la señalada en el ejercicio, por cuanto los precios realizados son menores que los cotizados y que la participación de los gobiernos es también como se señala en el trabajo de Martínez.

Las negociaciones comenzaron con las empresas y hubo ofertas y contraofertas por parte de éstas, hasta que el 28 de Noviembre de 1964, se realizó en Yakarta, Indonesia, la VII Conferencia de la OPEP. En aquella época el autor había expresado lo siguiente influido entonces por la situación existente:

"El 28 de Noviembre de 1964, se realizó en Yakarta, Indonesia, la VII Conferencia de la Organización de Países Exportadores de Petróleo (OPEP). Sorprende que haya sido en el país de Sukarno, que se está caracterizando por su manera independiente de resolver sus problemas políticos y económicos, donde se haya tomado la decisión histórica de aceptar la inconveniente contra-oferta de las empresas petroleras substitutivas de la Resolución IV-33 de la OPEP relativa a las regalías".

"Se recordará que la OPEP acordó en su IV Conferencia de Ginebra, hace ya más de dos años, obtener para los Países Miembros el reconocimiento de las regalías como costos a los efectos de la determinación del Impuesto sobre la Renta. Con ello, en los países miembros en donde no se contabilizaban las regalías de ese modo, el cómputo del Impuesto sobre la Renta y, por ende, la participación total, resultaba menor que la obtenida por Venezuela a pesar de que en los primeros el cómputo tenía por base los precios cotizados mientras que Venezuela utilizaba los precios de realización."

"Según cálculos efectuados por los expertos de ambos lados (OPEP y compañías), los cuales son del dominio público, el resultado neto de la aplicación de la Resolución IV-33 habría sido la obtención de un beneficio adicional para Irán, Iraq, Arabia Saudita, Kuwait, Qatar y Libia, de cerca de 11 centavos de dólar por barril producido. A las tasas de producción correspondientes a los años contados a partir de aquél en que se aprobó la Resolución, estos ingresos adicionales para los países nombrados, calculados *grosso modo,* hubiesen sido del orden de más de 700 millones de dólares (3.150 millones de bolíva-

res), discriminados así: Irán 150 millones, Iraq 120 millones, Kuwait 200 millones, Qatar 20 millones, Libia 50 millones. Para Venezuela no habría habido ningún cambio puesto que el Impuesto sobre la Renta, como se indicó, ya se computaba considerando la regalía como un costo, al igual que Indonesia. De suerte que estos dos países, sin tener un interés directo en la cuestión de las regalías, continuaban teniendo un interés fundamental en el reconocimiento de la Resolución IV-33 por parte de las empresas, puesto que ello tendría que representar un fortalecimiento del poder de negociación de la Organización."

"Las primeras negociaciones realizadas con las empresas hacia la obtención de la finalidad perseguida por la Resolución IV-33 se efectuaron en forma individual, comenzando por Irán y Arabia Saudita. El resultado fue negativo al manifestarse las empresas en desacuerdo con la Resolución de la OPEP. Sin embargo, como al mismo tiempo se discutía la Resolución IV-34 relacionada con los gastos de mercadeo, las empresas, para ceder en algo y para no aparecer como demasiado incomplacientes, acordaron rebajar estos costos que, en algunos casos, superaban los 2 centavos de dólar por barril, a 0,5 centavos. Esta oferta fue aceptada por Irán, Arabia Saudita, Kuwait y Qatar, a pesar de que no significaba un reconocimiento completo al espíritu y la letra de la Resolución IV-34 que buscaba la eliminación total del costo de mercadeo por considerarlo no aplicable a los países exportadores. Este fue un primer signo de debilidad dado por la Organización".

"Las negociaciones con las empresas continuaron alternadas con reuniones de los Países de la OPEP, unas veces en forma de Conferencia de la Organización o de encuentros a nivel de Jefes de Delegación. Con el transcurrir del tiempo se comenzó a notar el debilitamiento del frente de la OPEP en una zona geográfica que resultó clave al final de cuentas. Este punto de reblandecimiento al principio y de total entrega hacia finales de 1963, lo constituyeron Irán, en primer lugar, y Arabia Saudita en segundo término. Estas cuestiones son al presente, un hecho público que debe ser explicado y comentado para que se conozca la verdadera situación al respecto en la OPEP."

"¿Cómo se explica que Irán haya sido el eje central del deterioro de la OPEP? ¿Por qué se ha dejado llevar Irán de promesas hechas por las empresas apoyadas con tratamiento de favor, a pesar de lo establecido por las Resoluciones iniciales de la OPEP que condenaban la aceptación de ventajas especiales que operaran en contra de la seguridad y permanencia de la OPEP?"

"Sería prolijo enumerar las causas; sin embargo, conviene hacer un corto análisis de ellas. Es cierto que Irán tomó una actitud muy definida durante el régimen de Musaddeg, el nacionalista iranio que murió bajo permanente reclusión y vigilancia, actitud que le llevó a nacionalizar el petróleo pero que atrajo sobre sí la violencia del bloque económico que le impusiera desde afuera Inglaterra. Como consecuencia, el país sufrió un estrangulamiento económico que hizo derribar al Gobierno de Musaddeg y llevó a la reinstalación del Shah y de los hombres que, sin verdadero sentido social, le rodeaban. La lección fue dura para los iranios, pero especialmente para los de corazón débil y por ello, ahora los grupos dominantes en el poder, no se atreven a moverse en una dirección verdaderamente nacionalista y han llegado hasta inventar una dialéctica para justificar la posición que han adoptado de aceptar ventajas especiales de las compañías bajo la consideración de que son necesarias para Irán a corto plazo, pero que no representan otra cosa que la hipoteca de las posibilidades de adelanto del país y de independencia económica y política a mediano y largo plazo. El resultado no se dejó esperar. En el curso de las negociaciones de Irán con el Consorcio, se efectuaron innumerables conversaciones directas de funcionarios iranios adictos al Shah con las empresas involucradas, durante las cuales aparecieron las proposiciones de Irán a cambio de la aceptación de una contra-oferta substitutiva de la Resolución IV-33 de la OPEP y que, por ello, no corresponde a los objetivos de esa Resolución ni a los principios básicos de las resoluciones de Bagdad."

"Esta posición de Irán ya ha sido condenada en el Parlamento de Kuwait, en una memorable sesión realizada, por simpática coincidencia, el 23 de Enero de 1965. Durante dicha sesión el diputado Jasim el Quatami, miembro del Bloque Nacionalista árabe que dirige el parlamentario Dr. Ahmad el Khatib, dijo: "He leído el acuerdo diez veces o más (se refiere al acuerdo complementario propuesto por las compañías petroleras que operan en Kuwait) relacionado con la *contra-oferta* substitutiva de la Resolución de la OPEP sobre regalías pero no he tenido éxito en descifrar sus criptogramas. La materia del Acuerdo ha estado bajo estudio por la OPEP por dos años en numerosas reuniones. Muchos expertos petroleros y jurisconsultos han participado en estas discusiones y no pudieron darle su apoyo a la contra-oferta de las empresas sobre regalías. De hecho, la OPEP tuvo que eliminar este asunto de la agenda de la Conferencia de Yakarta, pidiéndole a cada país que estableciera negociaciones individuales con las empresas

petroleras. *¿Por qué ha acuchillado Irán a la OPEP por la espalda?* Una revista norteamericana informó que Irán recibiría la parte del león en el negocio ya que las compañías petroleras le habían ofrecido préstamos hasta por 22 millones de libras esterlinas (277 millones de bolívares) sin intereses, por veinte años. Las compañías también propusieron incrementar las exportaciones de petróleo de Irán en un 14 por ciento si éste aceptaba la contra-oferta. Ahora nosotros recibimos una carta de las empresas dirigida al Ministro de Industrias y Finanzas que nos garantiza a nosotros las mismas concesiones hechas a Irán si procedemos a firmar el acuerdo antes que los otros países involucrados. ¿Por qué habremos nosotros de ser comparados a Irán? ¿Es que Kuwait, un estado progresista, tiene que seguir el liderato de Irán? Bajo este acuerdo las empresas nos darían 28 millones de dólares pero nos estarían reteniendo 58 millones (la parte de las regalías no aplicadas como costos en la contra-oferta de las empresas). No contentas con esto, las empresas quieren que el Parlamento certifique que todas las cuentas pasadas son correctas y que todos los acuerdos pasados son válidos. Tan pronto como se dieron cuenta de que tenemos un Departamento de Contraloría y Auditoría y un Parlamento, nos piden que aprobemos las cuentas de años pasados como si se sintieran inseguros respecto de ellas. El acuerdo también prevé un tratamiento de más favor para las empresas, estipulación que podría impedir el otorgamiento de facilidades a la Compañía Nacional de Petróleo de Kuwait en detrimento de nuestro interés nacional. . ."

"Irán está recibiendo, además, otros tratamientos de favor de las empresas petroleras. Pero en el escenario montado en torno a la Resolución IV-33 también tuvo su parte Arabia Saudita. No con la intensidad de Irán, pero sí suficientemente como para hacer inclinar la balanza del lado de las empresas. Se dejó sentir la ausencia de Abdullah H. Tariki en el Ministerio de Petróleos de la nación árabe y no se vé, en un futuro próximo, que este país pueda fortalecer su política en defensa de los derechos de todos los países exportadores."

"La pregunta que, en este punto se hará el lector interesado en estas cuestiones sobre ¿cuál ha sido la posición de Venezuela con respecto a la *contra-oferta* de las empresas petroleras? La posición, fuerte al principio, ha pecado por exceso de discreción y timidez al final. Ante la confrontación definitiva de escoger entre formar un frente con los países de la OPEP que no estaban de acuerdo con la *contra-oferta* de las compañías o mantener una OPEP que comienza a lucir impotente,

se resolvió por esta última posición en la esperanza, pensamos, de que todavía se puede hacer algo que valga la pena dentro de la OPEP. Para juzgar bien sobre esta decisión se deberá hacer un análisis de lo que significa la contra-oferta de las empresas y la Resolución IV-32, cuestión que se hará de seguidas."

CAPITULO XIV

LA CONTRA-OFERTA DE LAS COMPAÑIAS PETROLERAS

"La contra-oferta de las Petroleras a la OPEP y las Contradicciones de la Resolución VII-49:

"La *contra-oferta* de las petroleras de la OPEP aceptada por ésta finalmente, como ya se dijo, en la VII Conferencia de Yakarta, Indonesia, envuelve serios peligros para la Organización. En esta ocasión pretendemos hacer un análisis objetivo de la cuestión, explicando el sentido de la *contra-oferta,* con sus desventajas y sus puntos positivos, y también un examen de la Resolución VII-49 de Yakarta que nos puedan explicar la presente situación dentro de la OPEP".

"Sabemos que, desde el comienzo de las negociaciones de la OPEP sobre las Resoluciones IV-32, 33 y 34, se ha pasado por las siguientes etapas:

a) Rechazo de las Resoluciones por las empresas petroleras en octubre de 1962.

b) Aceptación de la reducción de los gastos del mercadeo (Res. IV-34) a 0.05 dólares por barril en diciembre de 1962. Irak se abstuvo de convenir en este arreglo.

c) *Primera contra-oferta* sobre la Res. IV-33 consistente en dar a los países de la OPEP involucrados, una garantía mínima de pago por barril producido. La *contra-oferta* es hecha en el período que cubre hasta diciembre de 1962 y es rechazada porque equivalía a dar a las empresas patente de corso para manipular los precios cotizados del Medio Oriente hacia la baja, una vez roto este eslabón de la cadena de los precios.

d) *Segunda contra-oferta* relativa a las regalías. Las empresas reconocerían las regalías como costos para la determinación del Impuesto sobre la Renta, pero exigirían que los países aceptasen un descuento de 12,5 por ciento sobre los precios cotizados. El ba-

lance, desde un punto de vista cuantitativo, era nulo, puesto que una cosa cancelaba la otra. La oferta fue rechazada. Esto ocurrió después de un período de negociaciones que cubre desde septiembre a noviembre de 1963.

e) *Tercera contra-oferta,* denominada entonces *oferta revisada,* consistente en lo mismo que la anterior pero rebajando los descuentos reconocibles a las empresas al 8,5 por ciento en vez del 12,5 por ciento, resultando en un balance favorable para los países de la OPEP de 3 a 3.5 centavos de dólar por barril. Sin embargo, esta *oferta revisada* establecía que los países debían reconocer esta transacción como un arreglo final para todas las aspiraciones de la OPEP. La oferta fue rechazada en la reunión consultiva de Beirut en noviembre de 1963.

f) *Cuarta contra-oferta* o *Segunda oferta revisada* presentada por Irán, Arabia Saudita y Kuwait a la IV Conferencia que finalizó en Riyadh en diciembre de 1963. Consistía en lo mismo que la anterior, con la modificación de que sería suspendida en caso de que los países de la OPEP tomasen la iniciativa de presionar nuevamente en busca de las finalidades establecidas en las Resoluciones IV-32 y 33. La OPEP aceptó en principio esta *contra-oferta* como un paso de avance y sugirió continuar negociando a través de un Comité de Tres, formado por Irán, Arabia Saudita e Irak.

g) *Quinta contra-oferta* o *Tercera oferta revisada* que es estudiada en Ginebra en julio de 1964. Las empresas ofrecen, esta vez ir reduciendo el descuento del 8,5 por ciento sobre los precios cotizados a razón del 1 por ciento cada año hasta 1966 y discutir nuevamente la situación en 1967. Los pagos se harían retroactivos al 1º de enero de 1964 y se conservaría la disposición de que éstos serían suspendidos de hacer los países de la OPEP esfuerzos por implementar la Res. IV-32. La oferta no abarcaría a Irak a menos que éste accediese a negociar con las empresas todas las cuestiones pendientes, tales como la expropiación de las concesiones dispuestas por la ley 80".

"Como se sabe, esta última *contra-oferta* fue pospuesta para discusión en reunión de Beirut fijada para septiembre de 1964. En realidad ya el frente de la OPEP estaba roto por Irán, principalmente, y por Arabia Saudita en plan de cooperación, puesto que el primer país, en

conversaciones directas con las empresas no autorizadas por la OPEP, ya se había comprometido y aceptado tratamiento de favor que presuponía ventajas materiales especiales para Irán. Igual cosa sucedía con Arabia Saudita y en menor escala con Kuwait y Libia. Conviene señalar que Rouhani, como negociador de la OPEP, nunca fue aceptado como tal por las empresas, habiéndose contentado el entonces Secretario General de la OPEP con actuar como representante del Gobierno iranio, dualidad que siempre conservó. Esto movió la creación del Comité de Tres en la Conferencia de Riyadh en diciembre de 1963".

"La *contra-oferta* última fue finalmente aceptada como lo expresa la OPEP en Yakarta, Indonesia, en diciembre de 1964. Irak se abstuvo nuevamente de reconocer el arreglo. El parlamento kuwaitiano, por su parte, también rechazó ratificar el acuerdo firmado por el Ejecutivo de Kuwait con las empresas. El resultado es confuso, como se desprende de la Resolución VII-49 emitida por la OPEP".

"Midiendo la *contra-oferta* aceptada en términos cuantitativos se observa que los países aceptantes Irán, Arabia Saudita, Kuwait, Qatar y Libia consiguen una ventaja material de 3 a 3,5 centavos de dólar por barril producido desde enero de 1964 y 1 centavo adicional en 1965 y otro en 1966. Pero mientras transcurrieron las negociaciones se dieron ventajas adicionales o tratamiento de favor, prohibidos por la OPEP (ver Resolución I-1) así:

1. Irán: préstamo que se dice de 227 millones de bolívares sin interés por 20 años. Además, la promesa, cumplida hasta hoy, de un incremento constante de 14 por ciento de sus exportaciones anuales.

2. Arabia Saudita: arreglo de cuestiones pendientes con las empresas por tarifas de transporte y otros asuntos en una cantidad que llegó a los 100 millones de dólares. Además, la devolución del 90 por ciento de las concesiones en manos de la ARAMCO.

3. Kuwait: igual devolución de las concesiones de la Kuwait Oil Co. (British Petroleum y Gulf Oil).

4. Libia: aumento sostenido y desmesurado de su exportación".

"Las desventajas para la OPEP y para algunos países fueron:

1. Irak quedó aislado y sometido a presiones directas de las empresas siendo cuestionable su permanencia en una Organización en

donde no se tomaban en cuenta sus intereses. Su carta fuerte sigue siendo su alianza con la RAU.

2. Venezuela e Indonesia verían los precios de realización de sus petróleos sometidos a fuertes presiones hacia la baja con el perjuicio consiguiente.

3. Se rompió la estructura de los precios cotizados en el Medio Oriente puesto que las empresas lograron el reconocimiento de un descuento sobre este precio que se utilizaba como base para el cálculo del Impuesto sobre la Renta. El resultado de esta acción se conocerá con precisión en un futuro próximo de muy corto plazo.

4. Se rompió la doctrina básica de la OPEP contenida en las Resoluciones de Bagdad, cuando los países que aceptaban la *contra-oferta* recibieron tratamientos de favor expresamente prohibidos por el Estatuto de la OPEP por ir en contra del interés general de la Organización. Esto permitirá que las empresas empiecen a manipular los precios del petróleo haciéndolos ir a la baja, por lo que la disposición tomada sobre discusiones en 1967 no hará sino poner en evidencia esta cuestión, siendo entonces poco menos que imposible tomar una acción reversible, a menos que suceda algo imprevisto u ocurran hechos políticos en algunos de los países miembros que fuercen la posición de las empresas".

"En la VII Conferencia de Yakarta, Indonesia, se adoptaba la Resolución VII-49 mediante la cual se resolvió suprimir de la agenda de Yakarta el punto relativo a la Resolución IV-33, dejando la aceptación o rechazo de la *contra-oferta* al arbitrio de los países interesados, aunque todos los países miembros continuarían luchando por la realización de los objetivos de la OPEP, especialmente la Resolución relativa a los precios, para lo cual declararon su mutua solidaridad".

"Saltan a la vista las incongruencias y contradicciones de la Resolución VII-49. No es posible, en lo adelante, que países aceptantes de tratamientos de favor y de una *contra-oferta* contraria a la doctrina y requisitos mínimos exigidos por la OPEP y por eso rechazada por Irak, puedan continuar, firme y solidariamente, la lucha requerida para alcanzar las finalidades de la Resolución IV-32 de la OPEP".

Sigue la *contra-oferta* en su forma final:

Descuento general

1967	6,5%	del precio cotizado
1968	5,5%	,, ,, ,,
1969	4,5%	,, ,, ,,
1970	3,5%	,, ,, ,,
1971	2,0%	,, ,, ,,
1972	0,0%	Rige el precio cotizado
1973	0,0%	,, ,, ,, ,,
1973	0,0%	,, ,, ,, ,,
1973	0,0%	,, ,, ,, ,,
1973	0,0%	,, ,, ,, ,,
1973	0,0%	,, ,, ,, ,,

Correctivo para grado API (**)	*(centavo de $)*
1967	0,264700
1968	0,264700
1969	0,264700
1970	0,264700
1971	0,264700
1972	0,264700
1973	0,176467
1974	0,088234
1975	0,0

Otros correctivos (***)	*(centavo de $)*
1967	0
1968	0,059559
1969	0,119118
1970	0,178677
1971	0,238236
1972	0,297795
1973	0,198530
1974	0,0099265
1975	0,0

Para los distintos grupos de crudos señalados se registraron las siguientes cifras de descuento:

** No se aplican para los crudos iguales o por debajo de 27° API, pero sí a los que están por encima hasta los 37 ° API.

*** Idem a ** sólo que se agregan a los crudos de más de 27 ° API y hasta 37 ° API solamente.

	27° API a $/bl. 1,47 (c. de $)	31° API a $/bl. 1,59 (c. de $)	41° API a $/bl. 1,95 (c. de $)
1967	9,56	4,40	16,39
1968	8,09	10,05	15,04
1969	6,02	8,70	13,68
1970	5,15	7,54	12,33
1971	2,94	5,19	9,99
1972	0,00	2,25	6,69
1973	0,00	1,50	4,45
1974	0,00	0,75	2,23
1975	0,00	0,00	0,00

La fórmula no era satisfactoria para los países de petróleo de alta gravedad API, especialmente Libia, cuyo petróleo tiene, además, bajo contenido de azufre. Posteriormente, Libia incluyó la fórmula en su Ley de Petróleos con ciertas modificaciones.

Continuaba expresando el autor en aquella época:

"La secuencia de los hechos trajo, después, noticias provenientes de Bagdad, capital de Irak y sitio donde se firmó el pacto de constitución de la Organización de Países Exportadores de Petróleo, que informaban que el Gobierno de Irak parecía haber llegado en principio a un acuerdo con las empresas petroleras integrantes de la Irak Petroleum Co., consistente en:

a) Cobro a la Irak Petroleum de 19 millones de libras como derecho de exploración sobre operaciones en ciertas áreas del país.

b) Aceptación de la *contra-oferta* sobre regalías propuesta por las compañías, que substituye a la Resolución IV-33 de la OPEP.

c) Restitución a la Irak Petroleum de un área determinada de las concesiones que le había sido retirada a través de la Ley 80.

d) Operaciones de explotación conjunta entre la Irak Petroleum Co. y la empresa estatal de Irak, en las concesiones que quedan en manos del Gobierno a través de un arreglo de participación de 50-50 sobre los beneficios".

"El acuerdo en cuestión, según la noticia recibida, no había sido firmado para entonces, pero asomaba la casi certeza de que habría un pronunciamiento oficial del gobierno favorable a su ratificación".

"Con esto, el valiente país árabe, forzado por las circunstancias de una lucha solitaria, hubo de abatir sus banderas ante la persistencia de las

empresas petroleras y el abandono del resto de los países de la OPEP. Es de lamentar que se haya llegado a estos resultados de las negociaciones entre el Gobierno de Irak y las empresas, porque la decisión tomada viene a rendir el último reducto de la OPEP".

"En capítulos anteriores sobre la OPEP dijimos que Irak se alineaba con los países de la línea dura o que fueron de esta línea en el pasado, vale decir, Venezuela e Indonesia. Con el acuerdo entre Irak y las empresas se liquidaba la línea dura dentro de la OPEP, porque Venezuela ha venido contemporizando con las soluciones más bien fáciles que se habían venido adoptando frente a los problemas planteados y frente a los objetivos básicos de la Organización; mientras Indonesia, por su parte, consciente de que venía solucionando su propio problema en forma individual y que no requería de mayor apoyo de la OPEP, no estaba suficientemente interesada en tomar una actitud más dura frente a los problemas que se discutían con las empresas".

"El ablandamiento de la OPEP manifestado por la actitud asumida por sus miembros, podría resultar en un derrumbamiento progresivo de los precios del petróleo comerciado internacionalmente. Venezuela ha venido acusando esa presión aun antes de que la devaluación del bolívar se hiciera efectiva en 1963, como se pone de manifiesto por la tendencia a la baja de los precios de realización del petróleo venezolano, los cuales, como ya lo hemos señalado en otras oportunidades, han descendido a niveles inferiores a los 2 dólares por barril, arrastrando la relación neta de cambio a valores que muestran el enorme deterioro del poder de compra del país".

"Con los precios cotizados del Golfo Pérsico podría suceder un fenómeno similar del cual no los salvará la Resolución VII-50 de la OPEP que creó la Comisión Económica de la Organización, cuya misión sería la de luchar por precios estables para el petróleo. Una vez derrotada la tesis de la consideración de las regalías como costo en su máximo alcance y reducida a unos pagos a los países exportadores, aunque con ellos se haya reconocido el principio, se ha caído también en el reconocimiento de descuentos para los precios cotizados del Golfo Pérsico, lo que conducirá, finalmente, a la utilización de precios de realización y a la rebaja gradual de éstos en el mercado internacional".

"La OPEP se verá en la imposibilidad de implementar su Resolución VII-50 ante el reblandecimiento de la Organización y las empresas comenzarán por no suministrar los datos que la Comisión Económica re-

quiere para poder investigar la evolución de los precios. Un modo de ver las cosas sería el de que la OPEP no ha podido hacer efectivas las nuevas Resoluciones adoptadas después de la última Conferencia de Ginebra como fue la VIII, precisamente porque los países responsables de la Organización no están dispuestos a avalar esas Resoluciones. Después de las noticias que nos llegan de Irak, menos esperanzas quedan de que la OPEP se pueda recuperar, a menos que ocurran hechos políticos en los países miembros del Medio Oriente que alteren la actual correlación de fuerzas".

"Con todo, resulta por demás interesante observar la posición que viene perfilándose en Kuwait. Según información del *Middle East Economic Survey,* del 4 de junio de 1965, revista petrolera publicada en Beirut, la Comisión escogida por el Parlamento de Kuwait para informar sobre el pacto acordado entre el Ejecutivo del país y las empresas petroleras, por medio del cual se aceptaba la *contra-oferta* de éstas, está dispuesta a recomendar al Parlamento y al gobierno la no ratificación del pacto celebrado por éste. Esta recomendación parece basarse en la opinión recabada de varios expertos de entre los cuales, el señor Faisal Mazidi adelanta que los países de la OPEP se deben unir a Kuwait para rechazar el acuerdo sobre regalías aceptado antes de la reunión de Yakarta, Indonesia. Pero esta recomendación parece que caerá en el vacío ante la rendición de Irak y la actitud débil al presente de Irán, Arabia Saudita y Libia".

"De todo lo anterior se desprende que, con toda probabilidad, la OPEP se conformará con la situación actual de aceptación de la *contra-oferta* de las empresas que está avalada por Irán, Arabia Saudita, Libia y ahora por Irak y por Kuwait con las reservas anotadas en líneas anteriores, aval que también han dado Venezuela e Indonesia en una posición ambigua y de escaso empuje que seguramente tuvo influencia sobre la decisión de Irak, tomada posteriormente".

"La alternativa que se abre para el futuro es la de la reestructuración de la OPEP entre países que hayan llegado a cierto grado de independencia política y entre éstos se cuentan, a nuestro juicio, Indonesia, Venezuela si endurece su política petrolera exterior, la República Arabe Unida, Irak si todavía está a tiempo de retroceder, Kuwait si triunfa la política nacionalista de la Comisión Parlamentaria que se ha mencionado en este artículo, y Argelia si es que el nuevo gobierno es de tipo nacionalista. Pero para que esto sea posible se requiere una reunión de alto nivel político de los países en cuestión para tratar de formar un

nuevo y decidido grupo de presión en el ámbito internacional. De fracasar esta gestión por falta de iniciativa, quedará retrasado por varios años más el problema que trató de resolver la OPEP, que se ha quedado, en este aspecto, a medio camino de los objetivos que señaló".

Volviendo a la Resolución IV-33, ya el Medio Oriente había hecho esfuerzos por corregir algo la situación existente, como fue el caso de Irak y las empresas que operan en su territorio cuando el primero estableció el criterio en sus discusiones con las segundas de que los pagos en forma de bonos hechos al Estado no eran deducibles ni amortizables. En el Tercer Congreso Arabe de Petróleo celebrado en Alejandría en 1961, hubo expresiones en favor de un procedimiento más justo para calcular la participación de los Estados Productores; tal fue la de Fathi Al Khodhari, contabilista y auditor del Ministerio de Petróleo y Recursos Minerales de Arabia Saudita en su trabajo intitulado *La Fórmula del 50-50* en donde establecía que las regalías y las rentas debían ser pagos de compensación por el uso de un derecho de propiedad sobre un recurso perecedero aunque sin pretender que éstos fueran excluidos de los costos deducibles, según los principios o base del cálculo de los impuestos. Al Khodhari sugería que a todo lo más, las regalías y las rentas fuesen consideradas como costos deducibles de la renta bruta para llegar a la renta neta, aplicando el principio de 50-50 a la renta neta resultante. De esta forma el Estado Productor estaría recibiendo una compensación por el valor intrínseco del petróleo.

El Informe de Al Khodhari al Tercer Congreso Arabe de Petróleo de Alejandría, además de la importante característica anotada en relación con la manera de calcular el Impuesto sobre la Renta en el Medio Oriente y la resultante disminución de la participación del País Productor, destaca también la estrecha colaboración y el especial servicio que resulta tanto para los países de la Liga Arabe que anualmente celebran este Congreso como para la Organización de Países Exportadores de Petróleo, como lo demuestra el hecho de que una Resolución de la OPEP expresara casi textualmente las mismas ideas expuestas en Alejandría. Este tipo de colaboración debe ser mantenido con especial cuidado, siempre bajo la consideración de que las finalidades perseguidas por estos organismos son distintas, aunque en lo económico tengan, como efectivamente tienen, puntos muy estrechos de contacto. Por esta razón, Venezuela ha estado asistiendo con regularidad a los Congresos Petroleros Arabes y también porque comprende, simpatiza

y siente los problemas sociales y de desarrollo que están confrontando los Países del Medio Oriente.

"En relación a la Resolución IV-33 se puede adelantar que los Gobiernos de Arabia Saudita e Irán han comenzado contactos con las empresas que operan en estos países a fin de discutir, no solamente lo dispuesto en esa Resolución sino también todas las otras recomendaciones planteadas en Ginebra durante la IV Conferencia. Las conversaciones entre funcionarios sauditas y de la ARAMCO se realizaron en julio del presente año. Se sabe que Arabia Saudita planteó tanto la cuestión del incremento de la regalía de 12,5 por ciento a 20 por ciento del valor de la producción, como la modificación de la manera de calcular el Impuesto sobre la Renta de acuerdo con la Resolución IV-33. De esta forma la participación del fisco saudita subiría del clásico 50-50 a aproximadamente un 60-40, o quizás un poco más. Se cree que con esta participación, para un precio cotizado promedio de 1,80 dólares por barril, el Gobierno saudita recibiría unos 108 centavos por barril, mientras las empresas que forman la ARAMCO, 72 centavos por barril. Es lógico pensar que las empresas de la ARAMCO harán los mayores esfuerzos por oponerse a estos cambios y aunque sea razonable esperar que lo hagan, también es razonable pensar que tengan que ceder, con el tiempo, ante las exigencias de Arabia Saudita, especialmente si se considera que este país está ahora siguiendo recomendaciones de la OPEP y que, por tanto, está plenamente apoyado por la Organización, que deberá revisar la acción tomada y los resultados obtenidos por los interesados en la V Conferencia de la OPEP que se celebrará en Riyadh, Arabia Saudita, en noviembre de este año. Esta acción de la OPEP ejercida a través de sus miembros, tiene también otro aspecto importante, como lo es el hecho de que las empresas petroleras que operan en los Países Miembros, ante la presión de éstos por obtener mayor participación se vean entonces obligadas a procurarse un nivel más alto de precios para tratar de mantener un rendimiento adecuado del capital invertido. También tiene esta presión de los Países Miembros su aspecto peligroso, si no se mantiene una actitud vigilante sobre los volúmenes de petróleo producidos para exportación, que sería la otra manera de que dispondrían las empresas para tratar de aumentar sus ingresos y mantener el rendimiento deseable para ellas".

De lo anterior se desprenden en resumen dos cuestiones:

1. Una posible tendencia de las empresas operadoras de favorecer la política de aumento de precios del petróleo auspiciada por la OPEP. Este apoyo sería, por los momentos, impuesto a las empresas por la acción de los Países Miembros en cumplimiento de las Resoluciones de la Conferencia, pero podría, con el tiempo, transformarse en una acción concertada por ambas partes. Esta última posición sería más aconsejable para las empresas y facilitaría la labor de la OPEP.

2. La necesidad para los Países Miembros de proceder a la creación inmediata de los organismos reguladores de producción y comercio de los hidrocarburos en forma similar a la ya conocida Comisión Coordinadora de la Conservación y Comercio de los Hidrocarburos venezolana que ha venido actuando con marcados beneficios para el país.

La Resolución IV-35 de Riyadh fue también históricamente importante. Sin embargo, no se dirá nada en este segundo tomo del *Análisis Histórico de la OPEP*, porque la génesis y desarrollo de la Comisión Económica de la Organización, réplica aumentada de la Comisión Coordinadora de la Conservación y Comercio de los Hidrocarburos de Venezuela, están contenidos en el libro *La Comisión Económica de la OPEP*, que sirviera de trabajo de ascenso al autor para optar al grado de profesor titular de la Universidad Central de Venezuela. Las conferencias de la OPEP hasta la VII en Yakarta y la VIII en Ginebra, no plantean cosas nuevas, con excepción del establecimeinto de la Comisión Económica de la OPEP (Res. VII-50 y VIII-55). En la IX Conferencia realizada en Trípoli, Libia, en julio de 1965, se resuelve trasladar la sede de la OPEP de Ginebra a Viena, Austria, con cuyo gobierno se firma un Acuerdo que le da a la OPEP el status de Organismo Internacional que le había sido negado por el Gobierno suizo.

En noviembre de 1965, Libia incorpora a su ley de petróleos la computación de las regalías como costo, de acuerdo con la *contra-oferta* de las empresas petroleras, decisión ésta que recibe el apoyo de la OPEP mediante la Res. X-63.

En la XI Conferencia de Viena, de abril de 1966 y por Res. XI-71, la Conferencia resolvió que los países miembros negociarían con las empresas la eliminación de las deducciones que les habían sido concedidas con la aceptación de la *contra-oferta*. De igual modo, en la

XI-72 se recomienda la utilización de los precios cotizados o de precios de referencia para computar las obligaciones fiscales de las empresas.

Durante la XIV Conferencia de Viena de noviembre de 1967 se aceptó al Emirato de Abu Dhabi como nuevo miembro de la Organización, con lo cual ésta sube entonces a nueve, vale decir:

Arabia Saudita
Indonesia
Irak
Irán
Kuwait
Libia
Qatar
Venezuela
Abu Dhabi.

En esta misma Conferencia es nombrado Secretario General de la OPEP por primera vez desde su fundación en 1960, un venezolano, el Economista Francisco R. Parra. Ya anteriormente con motivo de la XIII Conferencia, el Economista Alirio Parra también había sido Presidente de la Junta de Gobierno de la Organización.

Con motivo de la XVI Conferencia de Viena, de junio de 1968, se adoptó una declaración de principios conjuntos sobre política petrolera de los países miembros de la OPEP que aparecen en la Res. XVI-90. De este esquema debe mencionarse el énfasis que se puso en materias como las siguientes:

1. Explotación directa por los Países Miembros.
2. Contratos de asociación.
3. Aceleración del proceso de renuncias de áreas en manos de las empresas, por los contratos vigentes.
4. Utilización de los precios cotizados o de los precios de referencia para el cálculo de los impuestos.
5. Mantenimiento por los Países Miembros de registros verídicos de las operaciones realizadas por las empresas.
6. Conducción de la explotación (producción de los yacimientos) de acuerdo con las técnicas más modernas aplicables.

7. Resolución de las disputas en los tribunales y cortes domésticas de los Países Miembros.

8. Empleo máximo de los recursos de los Países Miembros.

En la XVIII Conferencia de Viena, efectuada en julio de 1969, la OPEP admitió a Argelia como décimo país miembro. Por último, en Viena, en junio de 1970, ocurrió la XX Conferencia de la OPEP, en donde se volvió a hacer énfasis sobre la necesidad de aplicar un plan conjunto de producción de los países de la OPEP a proposición de Venezuela. Este plan sería discutido en detalle con motivo de la XXI Conferencia de Caracas en diciembre de 1970.

CAPITULO XV

CONCLUSIONES

La OPEP ha pasado por el período más crítico de sus diez años de historia: 1962 a 1970. Fueron ocho largos años que han visto la incorporación de Libia, de Abu Dhabi, de Argelia, hasta cristalizar en una Organización que cuenta con diez importantes países petroleros del mundo, cuyo potencial de producción y cuyos volúmenes de exportación son sustanciales como se observa en la Tabla XVIII.

Se ha recorrido un largo camino de aprendizaje durante el cual cada país ha tenido que llegar a conocer las características e idiosincrasias de los otros países miembros. Se ha ganado en sabiduría y en manera de aplicar estrategias y tácticas, no sin que ello haya sido sencillo. Se han dejado retazos de piel en el camino, porque éste fue espinoso. Los hombres fundadores de la OPEP ya no están en ella desde hace años; sin embargo, las bases de la Organización fueron echadas tan firmemente en Bagdad, en septiembre de 1960, que han servido de norte, de brújula, a los funcionarios de los países miembros a quienes les ha tocado conducir su destino en etapas siguientes.

Todavía queda mucho por hacer y por resistir con paciencia antes de que un plan de producción se materialice. Con todo, cuando esto suceda, la OPEP habrá triunfado porque entonces se logrará el necesario equilibrio entre la oferta y la demanda para que no se erosionen los precios del petróleo en perjuicio, fundamentalmente, de los países de la OPEP. Se habrá llegado entonces a la estabilización de los precios y se podrá buscar la manera de llevarlos a un nivel que sea remunerador para los países miembros, para que dé beneficios a los socios y para que no sean precios de explotación de las necesidades de los países consumidores. Estos son los deseos del autor quien de seguida inserta el discurso que pronunciara en Ginebra en 1964, con

TABLA XVIII

PRODUCCION Y EXPORTACION DE PETROLEO DE LOS PAISES MIEMBROS DE LA OPEP — 1960-1969

(Miles de b/d)

Años:	1960		1961		1962		1963		1964		1965		1966		1967		1968		1969	
Países	*Produc.*	*Export.*	*Produc.*	*Export.*	*Produc.*	*Export.*	*Produc.*	*Export.*	*Produc.*	*Export.*	*Produc.*	*Export.*	*Produc.*	*Export.*	*Produc.*	*Export.*	*Produc.*	*Export.*	*Produc.*	*Export.*
Abu Dhabi	—	—	—	—	17	16	50	47	187	185	282	279	360	358	381	380	499	493	590	588
Arabia Saudita [1]	1.315	1.238	1.481	1.397	1.643	1.555	1.785	1.693	1.897	1.820	2.205	2.130	2.603	2.514	2.805	2.661	3.043	2.916	3.216	2.980
Argelia	184	141	333	295	436	413	503	480	555	533	552	531	704	682	829	776	914	789	947	900
Indonesia	413	296	428	302	460	341	452	333	464	342	485	343	455	343	490	372	601	473	742	584
Irak	969	906	1.001	951	1.004	959	1.157	1.104	1.248	1.205	1.315	1.259	1.388	1.326	1.227	1.163	1.494	1.432	1.512	1.459
Irán	1.053	906	1.180	1.030	1.322	1.159	1.476	1.309	1.690	1.507	1.886	1.685	2.113	1.934	2.596	2.355	2.848	2.560	3.375	3.047
Kuwait [1]	1.692	1.591	1.733	1.642	1.956	1.853	2.089	1.968	2.298	2.219	2.485	2.263	2.485	2.408	2.500	2.395	2.637	2.495	2.789	2.625
Libia	—	—	18	10	184	175	464	454	863	849	1.220	1.207	1.507	1.490	1.744	1.709	2.602	2.569	3.109	3.048
Qatar	175	170	177	175	186	184	192	192	212	211	231	228	290	289	324	319	340	338	355	353
Venezuela	2.846	2.685	2.920	2.764	3.200	3.019	3.248	3.074	3.393	3.213	3.473	3.253	3.371	3.182	3.542	3.361	3.605	3.368	3.594	3.411
Total OPEP	8.647	7.933	9.271	8.566	10.408	9.674	11.416	10.654	12.807	12.084	14.134	13.178	15.276	14.526	16.438	15.491	18.583	17.433	20.229	18.995

1. Incluye la mitad de la Producción y Exportación Neta de la Zona Neutral.

FUENTE: Petróleo y Otros Datos Estadísticos. MMH. 1969.

motivo de la celebración de la Conferencia Mundial de Comercio y Desarrollo de las Naciones Unidas a nombre de la Delegación de Venezuela asistente a esta importante asamblea:

INTERVENCION DEL DR. EDUARDO ACOSTA EN LA COMISION UNO, CONFERENCIA DE LAS NACIONES UNIDAS DEL COMERCIO Y DESARROLLO.

Ginebra, 7 de abril de 1964.

Sr. Presidente:

Los temas que corresponden a la agenda de esta Comisión son de tal importancia que, a juicio de mi Delegación, de su análisis y de las conclusiones que de ellos se saquen, depende en gran parte el futuro económico de los países en desarrollo.

No obstante la brevedad que se ha impuesto, mi Delegación desea sumarse a las fundadas críticas de los demás países en desarrollo respecto a la actual estructura del comercio internacional. Esa estructura, que algunos han dado en llamar liberal, no favorece en definitiva sino a los países más avanzados y carece en el fondo de la libertad a que tan a menudo se alude.

En efecto, mal pueden jugar las leyes del mercado cuando se restringen las importaciones por medio de limitaciones cuantitativas, elevadas tarifas aduaneras o fuertes impuestos internos a los productos básicos, o bien, cuando se subvencionan la producción y la exportación de ellos en algunos países que en la actualidad no son los que se hallan en mejores condiciones para producirlos.

Todo esto conduce necesariamente al constante debilitamiento de los precios de estos productos, a una defectuosa y artificial división internacional del trabajo, y, peor aún, a una continua transferencia de ingreso de los países en desarrollo hacia los desarrollados. Es cierto que se procura compensar esa pérdida de ingresos por donaciones y ayudas especiales en capital, pero no lo es menos que esos traspasos de capital no son sino una compensación muy deficiente del desequilibrio de un intercambio que favorece a los países más poderosos.

Si al menos se respetara la libertad del mercado, si no se impusieran las restricciones que impiden a las regiones más desfavorecidas del

globo aumentar sustancialmente sus exportaciones, si no se subsidiara una serie de producciones para sostener los ingresos de algunos grupos sociales de los países avanzados en detrimento de las grandes masas de población de los países desarrollados, quizás las actuales circunstancias no presentarían las mismas características.

Señor Presidente:

Mi Delegación entiende que la industrialización, la diversificación de la producción, en una palabra, el desarrollo, dependen directamente de la inversión. Ahora bien, la inversión a su vez depende del ahorro y este último del nivel de ingreso *per capita*. ¿Cómo se puede, entonces, pretender, que los países menos adelantados entren en una fase de desarrollo sostenido si sus ingresos son captados en buena parte por otros?

Mi Delegación tiene la firme confianza de que los países industrializados sabrán apreciar con exactitud la gravedad del momento que vivimos y la trascendental importancia de esta Conferencia. Si la tendencia general del comercio de los productos básicos no se corrige, si las transferencias de ingreso no cambian de sentido, los esfuerzos que hagan aquellos países por salir de su seria situación, resultarán relativamente estériles.

Señor Presidente:

Mi Delegación no quiere dejar pasar la ocasión que le brinda esta intervención para referirse brevemente a algunos de los aspectos de la exportación petrolera. Más aún, cuando ya en el seno de esta Comisión se hizo referencia al problema, y, en cierta medida, para desarraigar la idea bastante generalizada de que los países exportadores de petróleo gozan de una situación de privilegio en materia de precios y de términos de intercambio.

El cálculo directo que se obtiene aplicando las reducciones ocurridas en los precios a partir de 1958 a las exportaciones petroleras correspondientes al período que llega hasta 1963, utilizando como año base el de 1957, muestra una disminución de aproximadamente mil millones de dólares para los ingresos de la Nación. Cabe recalcar que la comparación anterior utiliza el año de 1957, cuando el precio del petróleo estaba a un nivel más justo, debido a un mejor equilibrio entre la oferta y la demanda, equilibrio que debe ser una de las metas por alcanzar en el futuro.

En este año de 1957, la relación neta de cambio fue de 97,6 con respecto a 1956, es decir, que todavía hubo un deterioro de ella. Vale decir, que el aumento del valor del petróleo entre estos años todavía no logró nivelar los términos de intercambio. Estos han variado entre 1948 y 1963 así:

Año	*Relación*
1948	100,00
1949	123,55
1950	95,36
1951	86,33
1952	87,46
1953	103,95
1954	92,02
1955	88,54
1956	100,30
1957	97,60
1958	87,93
1959	86,46
1960	79,91
1961	70,79
1962	53,09

Información preliminar sobre 1963 parece indicar que el valor correspondiente a ese año será menor aún.

Se observa la fuerte influencia de los factores externos sobre la relación neta de cambio y la debilidad cada vez mayor de ésta, sin que se pueda decir que ya se haya llegado a un valor mínimo. En efecto, los factores que rigen al mercado internacional continúan presionando los precios del petróleo hacia la baja.

Desde el punto de vista del volumen de las exportaciones, los últimos años han visto grandes fluctuaciones para Venezuela. La tendencia ha sido hacia una tasa de crecimiento cada vez menor. Esta situación es de particular interés para Venezuela, que busca estructurar su economía sobre bases diversificadas al igual que el resto de los países en desarrollo. El acelerar este proceso es tanto más importante en nuestro caso cuanto que el grueso de nuestras divisas proviene de un solo recurso perecedero.

Efectivamente, el petróleo, a más de ser un recurso exhaustible y escaso, tiene una demanda inelástica. Su utilización significa su desaparición y con ésta, el agotamiento de un patrimonio que debe ser reemplazado irremediablemente por una riqueza equivalente que tenga carácter de permanencia. Por eso, se justifica una política de comercio equilibrado a precios equitativos que garanticen al consumidor una fuente estable de suministro, al exportador un ingreso adecuado y al inversionista un rendimiento conveniente.

Cabe señalar, en cuanto al comercio de este producto, que éste viene controlado por inversionistas extranjeros, de suerte que las bajas de precio no causan perjuicio a los países industrializados, bien porque éstos hagan competir al petróleo con recursos sustitutivos muy desarrollados o porque se le sigue cobrando al consumidor un valor equiparable al de los recursos alternos que se desea proteger.

En este último caso, el petróleo llega al consumidor a su justo precio, mientras que el exportador recibe una fracción mínima de él. Un caso típico muestra que, cuando el barril de productos de petróleo llega al consumidor con un valor de 11 dólares, el país exportador recibe una cantidad muy reducida equivalente al 6,7 por ciento, o sea, 74 centavos de dólar, mientras que un 52 por ciento correspondiente a 5.72 dólares se queda en forma de impuestos que en realidad corresponden, en cierta proporción, al valor que se debe cobrar por el recurso que se utiliza. Estamos en presencia de un caso claro de transferencia de rentas.

Venezuela, de otra parte, ha quedado perjudicada por prácticas restrictivas al comercio internacional del petróleo. Nadie niega el derecho de un país a tomar medidas para conservar un recurso tan vital, pero esta conservación debe realizarse de forma que tome en cuenta los intereses de los países exportadores, cuyas economías dependen en gran parte del comercio de ese producto.

El exceso de oferta, cuya importancia se exagera en el fenómeno de depresión de los precios, no se produciría en una situación en que los países en desarrollo contaran con una capacidad de pago suficiente para adquirir las cantidades necesarias para su desarrollo de este esencial producto.

Por todas estas circunstancias, los países exportadores se vieron precisados a formar la OPEP, que es un organismo de defensa de los intereses comunes. La OPEP persigue el desenvolvimiento del comercio

del petróleo sobre bases racionales que garanticen un suministro estable y seguro al consumidor y una remuneración equitativa al inversionista.

Señor Presidente:

Mi Delegación quiere dejar clara constancia de que no ha venido a esta Conferencia con el fin exclusivo de defender los precios del petróleo. Estamos persuadidos de que el avance de unos pocos y el retroceso de los más, es un contrasentido económico. Los destinos de los países en vías de desarrollo, y en especial el de los latinoamericanos, están tan íntimamente ligados que sería una falacia suponer que el aumento de la capacidad de importación de uno solo puede provocar la diversificación de la producción y de las exportaciones de todos y cada uno.

No, señor Presidente. Mi Delegación desea que la capacidad de importación de los demás países aumente sensiblemente, a fin de que se pueda iniciar un beneficioso intercambio y una rápida diversificación industrial. No es otro el espíritu de la Carta de Altagracia, con la cual mi Delegación se siente totalmente identificada.

Muchas gracias, señor Presidente.

ANEXOS

Se anexa al presente trabajo un estudio sobre RESERVAS PETROLERAS y otro sobre ENERGIA, PETROLEO Y DESARROLLO, que, si bien no tienen relación directa con la problemática de la OPEP, son aspectos petroleros de gran importancia.

ESQUEMA

RESERVAS PETROLERAS

I.—Definición.

II.—Clasificación.

III.—Reservas probadas.

IV.—Factores que limitan las reservas probadas.

V.—Método de cálculo y su aplicación.

VI.—Diferencia entre reservas probadas y recursos petroleros.

VII.—Si existen los siguientes datos:

a) Reservas para el 31-12-56 de 12.429×10^6 bls. y duración de 15,8 años.

b) Producción 1956-1961 de 5.982×10^6 bls.

c) Reservas para el 31-12-67 de 16.881×10^6 bls. y duración o vida de 15,8 años,

¿qué conclusiones se pueden extraer de estos datos?

VIII.—Situación actual de las reservas en 1966.

INTRODUCCION

Antes de entrar en materia, conviene establecer que la economía de la mayoría de los países industrializados y la de los países en "vías de desarrollo" está o será impulsada en gran parte por la energía derivada de los combustibles fósiles. Por eso interesa, de modo fundamental, poner especial atención en las cuestiones relacionadas con las *Reservas* de estos *Recursos*.

I.—DEFINICION

Para definir el término "Reservas" de petróleo se podría acudir a las siguientes fuentes:

a) Levorsen, en su *Geology of Petroleum,* p. 7, explica que las *reservas* consisten en el volumen de petróleo y de gas disponibles para el uso.

b) El Departamento del Interior de los E.U.A. en su informe sobre *Supplies, Costs, and Uses of the Fossil Fuels,* p. 3, expone que la industria llama *reservas,* de forma general, solamente aquellos depósitos que han sido evaluados con precisión y que se sabe pueden ser explotados de inmediato.

c) Peter Flawn en su obra intitulada *Mineral Resources,* p. 10, propone la siguiente definición: son *reservas* "las cantidades de minerales medidas en toneladas, yardas cúbicas, pies cúbicos o barriles que se estima pueden razonablemente existir y que son producibles mediante la tecnología existente y a las condiciones económicas actuales".

d) John M. Campbell en el libro que escribió sobre *Oil Property Evaluation* afirma que las *Reservas* usualmente indican el petróleo y/o el gas que pueden ser recuperados a tasas económicas de producción utilizando las fuerzas naturales de los yacimientos, o sea, son los volúmenes obtenidos por recuperación primaria. Las *Reservas* que resultan de la recuperación secundaria se denominan *Reservas Secundarias* y se consideran separadamente por lo regular.

O sea, que desde un punto de vista económico, el término *Reservas* se circunscribe al petróleo y/o al gas que son producibles y puestos en los tanques a una tasa determinada de ganancia o beneficio.

e) El American Petroleum Institute define las *Reservas* como la cantidad de petróleo y/o gas que de acuerdo con los datos geológicos y de ingeniería se pueden recuperar sin lugar a dudas bajo las condiciones actuales o presentes de producción.

f) Según A. Martínez, el término *Reservas* queda circunscrito a los volúmenes de petróleo extraíble a través de mecanismos primarios y secundarios de producción y al que puede ser descubierto en las partes no exploradas de las cuencas sedimentarias, como veremos más adelante.

g) El Ministerio de Minas e Hidrocarburos de Venezuela establece que las *Reservas* son de tres categorías, como se verá más adelante. Pero no da una definición para el término general de *Reserva,* a menos que se interprete la que da para petróleo *in situ.*

Como se ve, hay una variedad de maneras de presentar el término *Reservas* que se pueden agrupar en tres grandes categorías:

i) las definidas desde el punto de vista económico.
ii) las definidas desde el punto de vista técnico.
iii) las definidas desde el punto de vista técnico-económico.

Este último, o sea, el contenido en (iii) parece ser el más racional.

II.—CLASIFICACION DE LAS RESERVAS

En este punto, de nuevo, se presentan varios modos de hacerlo, por ejemplo:

a) Clasificación de *Lahae:*

- 1 . Reservas Probadas
  - 1 . 1 Perforadas
  - 1 . 2 No perforadas
- 2 . Reservas Probables
- 3 . Reservas Posibles
- 4 . Reservas Hipotéticas

b) Clasificación del Ministerio de Minas:

- 1 . Reservas probadas
  - 1 . 1 Reservas en áreas delimitadas aunque no perforadas totalmente.

1.2 Reservas de áreas o localizaciones adyacentes a *otras áreas* ya perforadas cuando no existe duda razonable de su productividad.

1.3 Reserva de localizaciones no perforadas en áreas ya probadas donde los datos geológicos indiquen continuidad.

1.4 Reservas de *yacimientos ya probados* que requieran una *inversión moderada* para su *explotación.*

1.5 Reservas provenientes de *instalaciones o proyectos de recuperación adicional.*

2. Reservas Semi-probadas:

2.1 Reservas de yacimientos conocidos por la perforación en donde no hay prueba de producción pero no cabe duda de que hay producción comercial.

2.2 Reservas o volumen de petróleo en yacimientos fuera del área probada donde la perforación tendría éxito.

2.3 Volumen de petróleo descubrible en formaciones adyacentes a las ya en producción, cuando las condiciones geológicas o de yacimientos así lo indiquen.

2.4 Los volúmenes de petróleo recuperables de yacimientos si se aplican métodos de recuperación adicional.

3. Reservas no probadas:

3.1 Los volúmenes de áreas no económicas.

3.2 Los volúmenes de estructuras geológicas con posibilidades.

3.3 Los volúmenes de yacimientos en donde la posible perforación fuera del área probada no produce certeza.

Desde otro punto de vista, el Ministerio las clasifica en:

1. Descubrimientos.
2. Extensiones.
3. Revisiones.

4. Reservas Recuperables.
5. Reservas Previamente Recuperables.
6. Reservas sometidas a Explotación.
7. Reservas no sometidas a Explotación.
8. Petróleo en sitio.

c) La clasificación de Martínez sale de la definición de *Recursos* que los considera formados por:

1. Producción.
2. Reservas probadas.
3. Reservas complementarias.
4. Reservas no-descubiertas.

d) Clasificación de Flawn:

1. Reservas probadas.
2. Reservas probables o semi-probadas.
3. Reservas posibles.

e) Blondel y Lasky (1956, p. 694) las clasifican en:

1. Reservas medidas.
2. Reservas indicadas.
3. Reservas inferidas.

Hagamos un comentario a cada clasificación.

a) *Clasificación Lahae:* No abarca todos los *Recursos* porque no incluye el petróleo (o el gas) ya producidos que es, en realidad, parte del petróleo (o gas) *in situ*. Lahae considera lo siguiente:

1. Las reservas probadas tienen un 100% de certeza ya que se han estimado o calculado con base en datos geológicos y de ingeniería representativos, así que el factor de duda razonable ha sido minimizado. Desde luego las *reservas probadas perforadas* no presentan ninguna duda si los yacimientos u horizontes productores han sido probados con la producción. En las *áreas o yacimientos no-perforados* la certeza disminuye algo con respecto a las *reservas perforadas*, pero su proximidad a éstas reduce substancialmente la duda frente a los datos que se tienen a mano.

2. A las *reservas probables* se les asigna un 50% de certeza porque la duda razonable crece proporcionalmente, aunque incluye arenas productivas no abiertas a producción. En el caso del petróleo que se puede obtener adicionalmente por métodos de recuperación secundaria (o terciaria), el sector privado de la industria le asigna el 50% de certeza cuando se instala la planta, o sea, que considera a este petróleo como *reserva probable;* luego cuando se comprueban los resultados si éstos son exitosos, se les asigna un 25% más y el resto posteriormente cuando la recuperación es substancial. Al final serán entonces *reservas probadas*.

3. A las *reservas posibles* se les da un 25% de certeza porque la duda ha crecido todavía más y se aplica aun a yacimientos con petróleo cuando no se sabe cómo reaccionarían bajo métodos secundarios o terciarios de recuperación.

4. A las *reservas hipotéticas* apenas se les asigna un 10% de certeza.

De otra parte, la clasificación Lahae no parece fundamentarse sobre principios económicos sino exclusivamente técnicos.

b) *Clasificación del M.M.H.* Esta clasificación trata de fundamentarse sobre datos tanto técnicos como económicos. Sin embargo, no lo logra suficientemente por cuanto el factor económico no aparece claramente definido en cada caso.

La clasificación abarca, en mi opinión, la de Lahae, pero podría ser mejorada substancialmente si se hiciera referencia a los tipos de petróleo y a los precios y costos de ellos y de los petróleos no explotables comercialmente. Además, se debía incluir otros hidrocarburos como los petróleos de áreas bituminosas y el petróleo de lutitas. Este defecto también lo tiene la clasificación de Lahae.

c) La clasificación de Flawn define los tipos de reservas así:

1. *Probadas:* el mineral o el petróleo delimitado en tres dimensiones por operaciones mineras o perforación realizada pero que incluye, además, extensiones se-

cundarias más allá de las excavaciones o de los pozos en donde los factores geológicos que delimitan el yacimiento son conocidos ciertamente y en donde la oportunidad de fracaso de que exista el mineral o el petróleo en esa área es tan remota que no se toma en cuenta en la planificación o programación del desarrollo del yacimiento.

2. *Probables o semi-probadas* son las que cubren extensiones a mano en donde las condiciones son tales que se encuentre mineral o petróleo pero cuya extensión o límites no pueden ser definidos con precisión como en el caso de las reservas probadas.

   Semi-probadas puede también significar el mineral o petróleo encontrado en perforaciones dispersas y con un espaciado tan grande que no se puede asegurar la continuidad del yacimiento.

3. *Posibles* o prospectiva cuando la relación de la tierra a los minerales o petróleo adyacentes y a las estructuras geológicas, justifica la suposición de que se encontrará el mineral o petróleo pero que la falta de datos de exploración y de desarrollo impide la certeza de su localización y de su extensión.

d) La de Martínez sólo se refiere al *petróleo* al igual que las anteriores y, a éste, en su forma de *recurso*. Por eso toma en cuenta la *producción acumulada*. También incluye las diversas clases de reservas aceptadas por Lahae.

En definitiva, cabe la observación de que es posible pensar en una nueva clasificación que abarque criterios técnicos y económicos y que discrimine entre los petróleos explotables económicamente o no y que, además, incluya también a otros hidrocarburos hasta el gas, puesto éste ya en términos de equivalencia térmica en el mercado o en precio.

III.—RESERVAS PROBADAS

Se pueden definir así:

1. Según el M.M.H. "son el volumen de petróleo, utilizable en cualquier tiempo, que se puede acreditar a un yaci-

miento de acuerdo con la información geológica y de ingeniería de yacimiento disponible, siempre que las condiciones técnicas y razones económicas prevalecientes así lo aconsejen". Estas Reservas, como se dijo, incluyen las siguientes:

i. aquellas reservas contenidas en áreas que hayan sido delimitadas por medio de pozos, aun cuando no hayan sido perforadas, en el momento de efectuar el cálculo, todas las localizaciones necesarias del espaciado utilizado en el yacimiento.

ii. las reservas que puedan obtenerse de aquellas localizaciones adyacentes a las ya perforadas, siempre que no exista duda acerca de su productividad.

iii. las reservas que puedan obtenerse de las localizaciones no perforadas aún, situadas éstas entre áreas probadas, en regiones donde las condiciones geológicas indiquen continuidad.

iv. las reservas que provengan de yacimientos en los cuales se hayan efectuado pruebas de producción y que para ser explotados económicamente sólo sea necesario una inversión moderada, como por ejemplo la de un trabajo cualquiera de reacondicionamiento u otro semejante.

v. las reservas provenientes de instalaciones de recuperación adicional (tales como inyección de gas, inyección de agua, mantenimiento de presión, plantas de gasolina natural, recuperación térmica u otros), provenientes de proyectos previamente sometidos a la consideración del Despacho y aprobados por éste.

2. Según Lahae son: "las reservas que resultan de la estimación que se hace con datos representativos de los geólogos e ingenieros en áreas o yacimientos ya perforados sobre los cuales no hay duda razonable de que puedan ser recuperadas".

3. Para el Departamento del Interior de los E.U.A. las reservas recuperables conocidas incluyen las *reservas probadas primarias* más las reservas *económicamente recuperables por métodos de recuperación secundaria* utilizados más las

reservas marginales de petróleo adicional recuperable de depósitos ya conocidos a través de nuevos métodos de recuperación a costos mayores.

4. Para Martínez las *reservas probadas* son el volumen de petróleo que se estima puede ser recuperado de los yacimientos por mecanismos primarios de producción.

5. Para Campbell las reservas probadas parecen ser las primarias y las secundarias.

6. Para Flawn ya hemos visto qué denomina *reservas probadas*. Se observará que las definiciones de *reservas probadas* de Lahae, del Departamento de Interior de los E.U.A. y de Martínez son las mismas. Las del M.M.H. difieren porque agregan las *reservas* obtenibles por métodos de recuperación secundaria ya en ejecución o cuyos proyectos ya han sido aprobados por el Despacho, al igual que Campbell. Las de Flawn son realmente muy completas.

   Cabe aquí la observación en cuanto a que las definiciones sobre reservas probadas de Peter Flawn y las del M.M.H. parecen ser las más razonables dentro de los criterios técnicos y económicos que se deben tomar en cuenta.

IV.—FACTORES QUE LIMITAN LAS RESERVAS PROBADAS

Los factores que limitan las *Reservas probadas* van a depender del enfoque que a ellas se les dé y, por lo tanto, de su definición. Por ejemplo, en el caso de la clasificación Lahae y de la definición que éste da a las Reservas Probadas se tendría que como éstas son las reservas estimadas con base en los datos geológicos, los factores limitantes serían:

a) El tamaño del área perforada que se puede considerar probada.

b) El número y espesor de los horizontes perforados y probados.

c) La calidad de los datos obtenibles de los yacimientos y áreas para hacer la evaluación.

d) El método que se haya utilizado para su estimación, métodos que se verán al contestar la pregunta V.

e) Usualmente no representan sino los *inventarios* de petróleo (y otros hidrocarburos si este es el caso) existentes para una fecha determinada usualmente escogida como el 31 de diciembre de cada año calendario.

Sin embargo, considerada la definición dada por el M.M.H., se entiende que las cifras de *reservas probadas* resultantes de su aplicación práctica sean mayores que las definidas por Lahae, el Departamento del Interior o Martínez y que, además tengan un mayor factor de incertidumbre o posibilidad de error que se origina en la forma de computar los volúmenes de petróleo atribuibles a las *reservas probadas*. Estos volúmenes vienen determinados por las definiciones expuestas en pregunta anterior que contienen factores tales como:

i. conocer los límites del yacimiento sin perforar todas las localizaciones que determinan el espaciado básico.

ii. utilización de criterios para determinar cuáles localizaciones tienen certeza de productividad en virtud de su cercanía a otras localizaciones ya perforadas.

iii. idem cuando las localizaciones no perforadas están vecinas a áreas probadas.

iv. criterio económico sobre lo que son inversiones moderadas que permitan la explotación comercial de yacimientos no probados.

v. el factor de recuperación adicional asignable a un proyecto de recuperación secundaria.

En cuanto a la definición de Flawn las limitaciones las imponen la perforación de pozos y su alcance vertical y horizontal y los factores geológicos recogidos en los estudios del área.

En razón a lo anterior, que también se aplica aun para la definición del M.M.H., las cifras de reservas para el fin de un año calendario son modificadas tomando en cuenta la *Producción* del año, los *descubrimientos realizados,* las *extensiones* de las reservas existentes que provienen de datos obtenidos en la perforación de pozos de avanzada o semi-exploratorios y las

revisiones que surgen de la modificación de los datos básicos utilizados para la estimación y que se obtienen a través de la explotación de los yacimientos.

Sumarizando, se puede anotar que las limitaciones son de tres tipos principales:

a) de orden técnico: obtención de datos representativos.

b) de orden económico: criterios a usar.

c) de índole personal: capacidad profesional del estimador.

V.—METODOS DE CALCULO DE LAS RESERVAS

Distinguiremos entre reservorios que producen: petróleo negro, gas o gas condensado y petróleo volátil (Campbell p. 121).

1. *Petróleo negro:* Para estimar las reservas de petróleo negro se usan tres procedimientos:

   a) método volumétrico
   b) curvas de declinación
   c) balance de materiales.

   a) *Método volumétrico:* Es el más seguro de todos y, además, puede ser utilizado más al comienzo de la vida de un yacimiento. Para aplicarlo se deben conocer los siguientes datos:

      i. volumen de la roca que contiene el petróleo.
      ii. el espacio poroso de ese volumen.
      iii. la saturación de petróleo del espacio poroso.
      iv. el factor volumétrico de la formación o su inversa, el factor de encogimiento.
      v. el factor de recuperación.
      vi. factor de barriles de 42 galones por acre-pie = 7758.

   De esta forma la ecuación volumétrica sería:

$$\text{Reservas} = 7758 \times \text{volumen roca} \times \text{porosidad} \times \times \text{Spet} \times \frac{1}{\text{factor volumétrico}} \times \text{factor de recuperación.}$$

O en símbolos:

$$R = 7758 \times (Ah) \times (f) \left(\frac{1 - Sa}{B_1}\right) \times (F.R.)$$

donde:

R	=	reserva en barriles a las condiciones de almacenamiento
A	=	área del yacimiento en acres
h	=	espesor del yacimiento en pies
Ah	=	volumen del yacimiento en acres-pies
f	=	porosidad expresada como fracción del espacio poroso del yacimiento
Sa	=	Saturación de agua expresada como fracción del espacio poroso del yacimiento
1—Sa	=	Saturación de petróleo
B_1	=	factor volumétrico de la formación = barril a las condiciones del yacimiento V_1 dividido por el mismo barril a las condiciones de la superficie V_2.
F.R.	=	factor de recuperación o fracción del petróleo del yacimiento que es recuperable por los métodos de explotación usados.

A esta ecuación se le puede introducir un factor económico limitativo para obtener las *reservas recuperables comerciales*.

El término más difícil de determinar es el factor de recuperación F.R. tanto por la calidad de los datos como por la capacidad personal del estimador. Se deberá analizar cuál de los procesos de producción se realiza en un reservorio determinado, es decir, que sea de las siguientes clases:

i. empuje frontal por agua o gas.
ii. empuje capilar.
iii. segregación por gravedad
iv. expansión de gas

En los yacimientos la producción se debe a una combinación de mecanismos o empujes. Para yacimientos de cierta edad la estimación de los datos

y de F.R. especialmente es mejor que para los que comienzan. Para éstos se asume siempre el caso más conservador, o sea, gas en solución o expansión de gas.

Para el caso de *empujes de gas en solución* o *empuje por agotamiento* la ecuación anterior se alteraría o modificaría así:

$$R = (7758)\ (Ah)\ (f)\ \left(\frac{1-Sa}{B_1}\right) - \left(\frac{1-Sa-Sg}{B_2}\right)$$

en donde

B_1 = factor volumétrico a condiciones iniciales

B_2 = factor volumétrico a condiciones de abandono del yacimiento

Sg = saturación de gas al momento del abandono

b) *Curvas de declinación:* Las reservas y la predicción del comportamiento de un yacimiento se pueden hacer por medio de curvas de declinación.

Sumarizando, éstas son:

i. de tipo exponencial
ii. de tipo hiperbólico
iii. de tipo armónico (cuando la potencia fraccional en el caso ii es igual a 1)

i. *exponencial:* en esta se tiene:

$$q = -a\frac{dq}{dt}\ (1)\ \text{donde}$$

q = tasa de producción para el tiempo *t*

a = constante para una curva o caso dado.

por integración entre q_o = tasa de producción para t = 0 y *to* = unidades de tiempo para q_o se obtiene:

$$q = \frac{q_o}{t/a}\ (2)$$

La producción acumulada para el tiempo *t* en declinación sería:

$$N_D = \int_0^t q\,dt = \int_0^t \frac{q_0}{t/a}\,dt \quad (3)$$ por substitución

$$N_D = a\,(q_0 - q) \quad (4)$$

Las ecuaciones (2) y (4) son las básicas para describir la declinación exponencial, o sea, que (2) es la relación de la tasa de producción vs. el tiempo que debe ser una línea recta en papel semi-logarítmico cuando *q* está en el eje logarítmico, o sea, la adecuada.

La inclinación de la curva es $\frac{1}{a}$. La ecuación (4) es la curva básica de tasa acumulativa y es una línea recta en papel de coordenadas regulares o cartesianas.

Del dibujo de las curvas se puede sacar la producción acumulada para un momento dado y extrapolan para llegar a la producción acumulada total.

ii. *hiperbólica:* La expresión que la define es:

$$\frac{d\left(\frac{q}{dq/dt}\right)^{-b}}{dt} = \frac{da}{dt} \qquad (1)$$

por integraciones (1) da:

$$q = q_0 \quad 1 + \frac{bt}{a_0} - 1/b \qquad (2)$$

Esta es la ecuación de una hipérbola en papel de coordenadas cartesianas que puede ser transformada en una línea recta en papel log-log.

La producción acumulada es:

$$N_D \frac{a_0 q_0^{\,b}}{1-b} \left(q_0^{\,1-b} - q^{1-b}\right) \qquad (3)$$

El procedimiento es parecido a (i) después de dibujadas las curvas.

iii. es un caso particular de (ii), por eso no se explicará. En todos los casos debe conocerse el límite económico del yacimiento que es la tasa de producción para la cual el beneficio neto antes del pago de los impuestos es igual al costo de operación, o sea,

$$\text{Límite Económico (bls/día)} = \frac{\text{costo de levantamiento mensual del pet.}}{(30{,}4)\ (\text{beneficio neto/bl.})}$$

30,4 = promedio de días en un mes.

El corte de las curvas de declinación con el L.E. determina las *reservas* económicamente recuperables.

Las predicciones sobre el comportamiento de los yacimientos se hacen con ecuaciones modificadas así:

i. exponencial:

$$q = C_e - k^T$$

q = producción para un año dado
T = número de años
C = constante
k = constante

Las *reservas* para un período dado de la producción en declinación serían:

$$N_D = q \cdot \frac{(1-r^t)}{1-r} \text{ donde}$$

N_D = es producción total o reservas a ser producidas en declinación (bls.)

q_1 = producción del 1er. año (bls.)

r = relación de las tasas de producción sucesivas (fracción de 1)

T = mínimo total de años de producción en declinación.

La declinación de la producción de un año a otro se da en términos porcentuados y se define por la relación:

$$\frac{q_2}{q_1} = \frac{r+1}{q_r} = \frac{1}{1+D} \quad \text{donde}$$

D = declinación anual porcentual dividida por 100

q = producción para los años en cuestión

D se obtiene de la ecuación: $D = (1+d)^{365} - 1$ en donde *d* = relación entre dos tasas de producción diaria sucesivas.

c) *Balance de materiales:* Se usa para predecir *reservas* y comportamiento de los yacimientos. No es un método exacto por el tipo de datos básicos que usa.

i. *Petróleo.* Caso de volumen constante en el yacimiento sin casquete de gas inicial.

$$N = \frac{\Delta N[\mu + (Rc - r_o)V]}{\mu - \mu_o} \quad \text{donde}$$

N = barriles de petróleo originalmente en el yacimiento a condiciones de superficie.

ΔN = barriles de petróleo producidos por el yacimiento a condiciones de superficie. + pies cúbicos standard de gas producidos.

R_c = relación gas / petróleo acumulada.

r_o = solubilidad del gas en pies cúbicos standard a las condiciones originales del yacimiento.

μ = el factor volumétrico de formación para dos fases, o sea, el volumen ocupado en el yacimiento a una presión dada por 1 barril de petróleo en la superficie + el gas inicialmente disuelto en él.

ii. Para yacimientos con casquete inicial de gas y entrada de agua:

$$N = \frac{\Delta N\,[\mu + (R_c - r_o)\,V] - W - w}{(\mu - \mu_o) + m\,V_o\,\frac{(V - V_o)}{V_o}}$$

donde

m = relación del casquete original de gas al volumen original del petróleo.

W = volumen acumulado de agua de penetración en bls. del yacimiento.

w = producción acumulada de agua en bls.

W — w = Decrecimiento en el volumen de petróleo del yacimiento por entrada de agua.

iii. Yacimiento que produce encima de la presión de saturación

$$N = \frac{(N - \Delta N)\, B}{BO}$$

2. *Gas o gas condensado:*

A. Gas: puede ocurrir que el gas sea:

i. gas libre o no asociado con petróleo.

ii. gas asociado en contacto con hidrocarburos líquidos.

iii. gas disuelto en los hidrocarburos.

(i) e (ii) La ecuación volumétrica para *gas asociado* o *no* es:

$$Rg = V_1 = V_2 = (43.560)\ (Ah)\ (f)\ (1 - Sa)\ (F.R.)\ \frac{(Tb)}{P_b T} \left(\frac{P_o}{Z_o} \cdot \frac{P_a}{Z_a} \right)$$

donde:

Rq = reservas recuperables de gas en pies cúbicos standard.

V_1 = volumen original de gas en el reservorio, pies cúbicos standard.

V_2 = volumen de gas al momento del abandono, pies cúbicos standard.

43.560 = número de pies cuadrados por acre o número de pies cúbicos por acre-pie.

Tb = temperatura básica (520°R).

Pb = presión básica en libras por pulgada cuadrada absoluta.

T = temperatura del yacimiento (°R).

Po = presión original del yacimiento (libras por pulgada cuadrada absoluta).

Pa = presión de abandono del yacimiento (libras por pulgada cuadrada absoluta).

Zo = factor de compresibilidad para Po y T.

Za = factor de compresibilidad para Pa y T.

iii. Para gas disuelto si N = petróleo *in situ* y ΔN = petróleo producido, entonces: gas originalmente en solución = gas en solución producido + gas en solución remanente, o sea, NR_{so} = gas producido + $(N - \Delta N_p)$ Rs, o bien,

Reservas en solución = $N (R_{so} - R_s) + N_pR_s$ en donde

R_{so} = volumen de gas en solución a las condiciones asignadas del yacimiento.

R_s = volumen de gas en solución después de la producción de N_p barriles de petróleo a condiciones de superficie.

3. *Gas condensado y petróleo volátil:*

Gas condensado (o condensado) es, normalmente, el líquido liviano producido por condensación retrógrada de un reservorio que está formado de fluidos gaseosos a o por encima de condiciones críticas.

El término petróleo volátil se reserva para los petróleos producidos de yacimientos profundos y que están en él en forma de líquidos que exhiben un alto factor de encogimiento al ser traídos a la superficie. Sus gravedades son mayores de 45°API, el factor volumétrico es mayor de 2 y tienen altas relaciones de gas en su solución con el petróleo.

Volumétricamente, el petróleo en sitio será:

(gas condensado) $Vo_s = (45.360)\ (Ah)\ (f)\ (1 - Sa)\ \dfrac{(Tb)\ (Po)}{PbT\ \ Zo}$

Para petróleo volátil se usa la ecuación volumétrica de (a).

VI.—DIFERENCIA ENTRE RESERVAS PROBADAS Y RECURSOS

El Departamento del Interior de los E.U.A., en su informe sobre *Supplies, Costs, and Uses of the Fossil Fuels,* de febrero de 1963, establecía que las *Reservas,* en general, eran las de aquellos yacimientos que habían sido evaluados exhaustivamente y que se sabía eran explotables (comercialmente).

En cambio, expresaba que los *recursos* estaban formados tanto por los volúmenes contenidos en los depósitos ya evaluados en la forma indicada en el párrafo anterior como en los que no lo habían sido y en los que estaban por ser descubiertos pero cuya existencia se presumía a través de la evidencia geológica a mano. Por lo demás, también se incluyen en los recursos los depósitos que son de explotación marginal, o sea, que podrán ser eventualmente producidos con los cambios de tecnología y hasta con el mejoramiento de los precios del petróleo. Este último factor es importante porque a toda alza de precios del petróleo corresponde un incremento de las reservas recuperables económicamente y un aumento de *recursos.*

En definitiva, los *recursos,* según el Departamento del Interior de E.U.A., comprenden:

1. Los depósitos conocidos cuyo petróleo es recuperable a los precios vigentes y con la tecnología actual.
2. Los depósitos no descubiertos del mismo tipo de (1) cuya localización no es conocida pero cuya presencia viene indicada por evidencia geológica.
3. Los depósitos marginales que no son explotables ahora pero que lo serán con los cambios tecnológicos.
4. Los depósitos marginales no descubiertos que puedan encontrarse a través de la exploración.

Según Martínez, son *recursos:* "el volumen total de petróleo a ser recuperado del volumen total de este contenido en los yacimientos de las cuencas sedimentarias". O sea, que por definición, los recursos petroleros son la suma de cuatro volúmenes de petróleo diferentes, vale decir, producción + reservas probadas + reservas complementarias + reservas no descu-

biertas. Debe observarse, en este punto, que se habla de petróleo solamente, aun cuando podría hablarse de líquidos petroleros y aun de gas.

Ya dijimos en el punto III lo que eran *Reservas probadas* y es evidente que el término *Recursos* abarca un volumen mayor de petróleo (o líquidos) que el involucrado en las *Reservas probadas* que es sólo una parte de ellos. Con todo, existe la tendencia a identificar los *Recursos* con las *Reservas probadas,* pero esto es un error porque son ciertamente volúmenes diferentes de petróleo (o líquidos).

Se observa que los enfoques del Departamento del Interior de E.U.A. y de Martínez son distintos aun cuando pueden combinarse para dar una idea más clara de lo que son recursos. Por ejemplo, si a la producción acumulada se le agregan las *Reservas probadas* y en éstas se incluyen los yacimientos evaluados y los marginales, (1) y (3) de la clasificación del Depto. del Interior, y luego se añaden las Reservas Complementarias formadas por los volúmenes recuperables a través de métodos secundarios y terciarios con las modificaciones (1) y (3) ya mencionadas, y sumando finalmente, las reservas por descubrir según (2) y (4) del Departamento del Interior. Esto daría una idea clara de la situación.

Peter Flawn (p. 13) usando los criterios de *Reserves for the Future Inc.,* define los recursos como "cantidades o volúmenes que pueden transformarse en reservas a través de mejoramientos tecnológicos predecibles" y define los *recursos de base* "el monto total de minerales o petróleo existentes en la corteza terrestre".

VII.—CON LOS DATOS SIGUIENTES

i. Reservas para 31 Dic. 1955 = 12.429×10^6 bls.
 Duración o vida = 15,8 años.

ii. Producción 1956-1961 = 5.983×10^6 bls.

iii. Reservas para 31 Dic. 1961 = 16.881×10^6. Duración o vida = 15,8 años.
 ¿Qué conclusiones se podrían extraer respecto a las reservas en el período?
 Este ejemplo se hace a modo de ilustración.

Sin hacer un análisis muy profundo, se observa que, a pesar de haber aumentado las reservas entre diciembre 1955 y diciembre 1961, su duración o vida permanece idéntica a 15,8 años. Como ésta expresa la relación Reserva a Producción, evidentemente la Producción anual también aumentó en forma proporcional al aumento anual neto de las Reservas.

En efecto, se tiene que la relación $\frac{R}{P}$ para Dic. 1955 era de $\frac{12.429}{787}$ y la de Dic. 1961 era de $\frac{16.879}{1066}$, o sea, que

$$\frac{12.429}{787} = \frac{16.879}{1066} \text{ y que } \frac{16.879}{12.429} = \frac{1066}{787} = \pm\ 36\%,$$

es decir, que las reservas aumentaron en un 36% neto aproximadamente y que la producción tuvo un aumento similar de $\pm$ 36%.

De otra parte, se observa que el aumento neto de las Reservas entre 1955 y 1961 fue de 4.450×10^6 bls. y la diferencia entre el aumento total de reservas entre esos años que fue de 10.433×10^6 bls. y la producción acumulada en esos años de 5.983×10^6 bls. también es de 4.450×10^6 barriles, resultado que era de esperarse. Si la diferencia entre el aumento total de reservas y la producción acumulada hubiere sido menos, por ejemplo, del orden de los 2.000×10^6 barriles, las reservas para 1961 habrían sido:

$12.429 \times 10^6 \times 2.000 \times 10^6 = 14.429 \times 10^6$ y la relación $R/P = \frac{14.429}{1066} = 13{,}5$ hubiera sido menor que los 15,8 años dados.

Esto hubiera indicado que si la producción se hubiera mantenido en el aumento señalado para el período 1955-1961, las reservas añadidas en el período tendrían que haber sido menores, o sea, en vez de 10.433×10^6 sólo $5.983 \times 10^6 + 2.000 \times 10^6 = 7.983 \times 10^6$. Esto muestra la necesidad de añadir suficientes reservas cada año para conservar una relación R/P adecuada, o sea, del orden de los 14 o 15 años.

VIII.—SITUACION ACTUAL DE LAS RESERVAS EN 1966

Para 1966 las reservas fueron del orden de los 16.783 $\times$ 10^6 bls. y la relación o duración bajó de 15,8 en 1961 a 13,7. Debe hacerse la observación que en 1961 las reservas nuevas o adicionales fueron de 543 $\times$ 10^6 para una producción de 1.066 $\times$ 10^6, dejando un saldo neto de 523 $\times$ 10^6 bls., o sea, una disminución neta de 17.402 $\times$ 10^6 en 1960 vs. 16.897 $\times$ 10^6 en 1961.

En 1962 la disminución neta fue de 74 $\times$ 10^6 bls. y sólo en 1963, 64 y 65 hubo aumento del orden de los 206, 184 y 33 $\times$ 10^6 bls. En 1966 nuevamente la variación neta fue negativa y del orden de los 377 $\times$ 10^6 bls. La tendencia a partir de 1959 es hacia la disminución progresiva de las reservas totales y de la relación R/P como se ve en el cuadro que se anexa (página siguiente).

Con todo se deberá hacer notar que las reservas mostradas por las empresas y por el M.M.H. en sus Memorias, son reservas *fiscales*, o sea, cifras estimadas con propósitos fiscales. Por eso, la Shell, por ejemplo, antes de 1964 no mostraba en sus cifras los volúmenes de reserva que eran recuperables después de 1983, fecha de terminación del período legal del área mayor de concesiones vigentes.

En otros casos, las reservas fiscales siempre fueron calculadas de un modo conservador, por cuanto la tasa de amortización del capital estaba basado en ella y como el factor de amortizaciones es $\frac{\text{Capital}}{\text{Reservas}} = f$, a nuevas reservas mayor factor y mayor el producto f $\times$ Producción anual = amortización en el año.

Con las nuevas directrices establecidas por el M.M.H. las cifras de reserva habrán de aumentar substancialmente, aunque sorpresivamente las cifras correspondientes a 1967 que fueron del orden de los 15.955 $\times$ 10^6 bls. mostraron una disminución con respecto a 1966, dando una vida de sólo 12.3 años que es la más baja de todo el período 1958-67.

RESERVAS PROBADAS DE PETROLEO EN VENEZUELA
(MM. Bls.)

	NUEVAS RESERVAS							
	Descubrimientos	*Extensiones*	*Revisiones*	*Total*	*Producción*	*Remanentes Dic. 31*	*Variación neta*	*R/P*
1955	320	1.151	813	2.284	787	12.429	1.497	15,8
1956	371	813	1.281	2.465	899	13.995	1.566	15,6
1957	818	940	853	2.611	1.014	15.592	1.597	15,4
1958	857	1.244	39	2.140	951	16.781	1.189	17,7
1959	342	695	196	1.233	1.011	17.003	222	16,8
1960	585	594	262	1.441	1.042	17.402	399	16,7
1961	106	365	72	543	1.066	16.879	— 523	15,8
1962	148	144	802	1.094	1.168	16.805	— 74	14,4
1963	69	298	1.025	1.392	1.186	17.011	206	14,4
1964	74	268	1.084	1.426	1.242	17.195	184	13,9
1965	77	264	982	1.323	1.268	17.250	53	13,7
1966	60	72	721	853	1.230	16.873	— 377	13,7
1967	—	—	—	—	1.296	15.955	—	12,3

Es de notar que Martínez[1] daba una cifra de 16.900 × 10^6 barriles para las *Reservas probadas* y de 8.500 × 10^6 para las *Reservas complementarias,* o sea, un total de 25.400 × 10^6 barriles. Además, adelantaba lo siguiente a través de la técnica de la predicción integral de M. King Hubbert:

1. El año hipotético de producción final para Venezuela, es 2016.
2. La mitad del desarrollo de la industria venezolana ocurrió en 1965 y las reservas deben haber alcanzado un máximo entonces de 20.500 × 10^6 barriles, año después del cual la tasa de producción excederá la tasa de descubrimientos.
3. La tasa máxima de descubrimientos está en 1961 y la máxima tasa de producción en 1971.
4. La tasa máxima de descubrimientos y de producción es de 2.100 × 10^6 bls./año, o sea, 5.750 bls./día.
5. La tasa máxima de aumento de las reservas probadas ya ha ocurrido.

Estas son predicciones bajo condiciones teóricas. La influencia del Estado venezolano sobre la industria, y de otros factores externos harán que varíen substancialmente como lo indica el mismo Martínez en su obra. Parece, sin embargo, conveniente indicar que, de disminuirse la tasa de producción el año hipotético de producción se extendería más allá del año 2016.

Personalmente, pienso que el factor de 0,5 de Martínez para estimar las *Reservas complementarias* partiendo de las *Reservas probadas* es conservador. Este factor equivale a aumentar el factor de recuperación de Venezuela de 19 o 20% al 25%; sin embargo, estimo que con toda la información a mano, el factor puede llegar a un 30% con algunas inversiones adicionales en proyectos de recuperación secundaria y terciaria, y de este modo, las reservas probadas más las complementarias serían: 16.900 × 10^6 + 16.900 × 10^6 = 33.800 × 10^6 o aproximadamente 34.000 × 10^6 barriles, lo que daría una relación R/P con base en la producción actual de $\frac{34.000}{1.230}$ = = 27,8 años.

1. *Our gift, our oil.*

La relación sería menor en realidad al comenzarse el programa y crecería año a año, durante el tiempo de construcción de los proyectos de recuperación secundaria y terciaria requeridos para incrementar las *Reservas complementarias.*

En definitiva, se puede decir lo siguiente:

1. Las reservas fiscales no son las reservas reales de Venezuela. Estas deberían tener un valor mínimo de 25.000×10^6 bls. para una relación R/P = 20 años que indicará que en términos generales, la industria tiene reservas apropiadas. El factor de verificación sería en este caso del 25 %.

2. Las reservas por empresa no han sido discutidas porque las cifras correspondientes son confidenciales. Con todo, se puede adelantar que algunas empresas no tienen una situación adecuada.

3. Las reservas reales pueden llegar a ser del orden de los $\pm 34.000 \times 10^6$ bls. con inversiones adicionales en proyectos de recuperación secundaria y terciaria. El factor de recuperación sería entonces de $\pm$ 30 %.

4. La capacidad productiva de algunas empresas está siendo disminuida día a día y, el hecho de que continúen o no en producción, dependerá de la acción que tome la Administración Pública.

5. Como las reservas totales deben incluir los descubrimientos y éstos están en un mínimo de 60×10^6 equivalente al 7 % del total añadido, entonces, cuestión que se manifiesta a partir de 1961/3, es evidente que debe hacerse un esfuerzo por añadir reservas nuevas por medio de descubrimientos.
   Sobre esta cuestión debe poner especial cuidado la Administración Pública para tomar las medidas que sean pertinentes.

6. Deberá indicarse que el análisis de las reservas por compañías y por tipos de petróleo es necesario para comprender mejor la situación existente. Este análisis se hará en próximo trabajo.

ENERGIA, PETROLEO Y DESARROLLO

Cuando se habla de ingeniería y desarrollo, no se puede dejar afuera el petróleo. Hay una cosa muy importante que debe decirse en relación al mismo, y es que la historia del mundo nos ha demostrado que el progreso económico y la disponibilidad de una fuente de energía abundante y a precios accesibles para el consumidor, van de la mano. Quiere esto decir que cuando no se dispone de energía abundante y de un precio tal que permita al consumidor utilizarla, entonces se crea una gran dificultad para el mundo. Veremos luego, a través de esta charla, cómo se va a comprobar que es esa la situación actual. Situación realmente difícil para muchos pueblos en crecimiento que no disponen de los recursos económicos o monetarios, para adquirir esa energía en forma suficiente y bastante como para propiciar su propio desarrollo.

Se ha dicho en un informe del Chase Manhattan Bank que el petróleo es la sangre vivificante de las naciones. Diría, parodiando esta afirmación, que la energía es la sangre vivificante de las naciones, y no solamente el petróleo. Se puede decir que el consumo de energía de un país es proporcional a la producción que, puesta en términos de bienes y servicios, debe estar a la disponibilidad tanto de los habitantes de ese país, como de los de todo el mundo. La producción debe ser de una magnitud tal, que permita al conglomerado social alcanzar un nivel de vida aceptable.

El problema actual del mundo, simplificándolo del lado que quiero enfatizar, viene significado por el hecho de que mucha gente piensa que el problema principal es la escasez de alimentos. Por eso se asoma constantemente en las estadísticas de los organismos que se ocupan de esta cuestión fundamental, como la FAO en el occidente, que la falta de alimentación suficiente y de atención higiénica suficiente, ocasiona la muerte de 40 millones de seres todos los años. Además de eso, debe recordarse que las dos terceras partes de la población

mundial, que es de unos tres mil millones de habitantes, sufren de penuria, en el sentido de que no disponen de la alimentación suficiente para sostenerse.

Siempre he dicho en este tipo de reuniones —y lo repito constantemente a los estudiantes con quienes tengo relación inmediata todos los días— que ésta es, precisamente, una cuestión fundamental. Debemos reconocer el hecho de que los que hoy estamos aquí somos de los privilegiados, de la tercera parte de privilegiados y, posiblemente, si reducimos la distancia, del 10% de los pobladores del mundo que comen tres veces al día, se acuestan de noche en una cama y que, además, todavía les queda un poco para tomar unos tragos antes de venir a una reunión.

Pero hay aún más. Todavía hay gente dentro de este mundo que no pareciera querer aprender y que se resiste a ello. Porque existe el hecho palpable, como ya veremos, de que hay una hambruna energética impresionante al lado de la hambruna física por alimentos. Ya dijimos que hay una relación directa entre el consumo de energía y la producción de bienes y servicios, o sea, aquello que se puede transformar en bienes utilizables por el hombre; y esa hambruna energética es de tal magnitud, que posiblemente la hambruna alimenticia, la física, se deba en buena parte a la energética. ¿Cómo se puede comprobar esto? ¿Es verdad lo que digo?

Vamos a ver. Si se construye una tabla estadística por regiones con cifras sobre consumo de energía y producción de bienes y servicios, se encuentra un país de nuestra misma órbita geoeconómica, USA, en el cual el consumo es del 34,2% o más del consumo total de energía del mundo; en cambio, tiene el 40% del producto territorial bruto del mundo. Pero, en cambio, USA no tiene sino el 6% de la población mundial. Aquí hay dos conclusiones sumamente importantes que se pueden extraer: Nº 1: es cierto que hay una relación directa entre el consumo de energía y la producción de un país. Pero esa relación es inversa en cuanto a la población.

¿Por qué sucede esto? ¿Por qué Europa, que tiene el 20% del consumo de energía y el 24% del producto territorial mundial, tiene apenas el 12% de la población mundial? ¿Por qué América Latina tiene el 3,3% del consumo de energía, el 4,4% del producto territorial y el 6% de la población mundial? ¿Y por qué Asia tiene el 5,4% del consumo de energía, el 13% del producto territorial y el 56% de la población mundial? ¿Por qué sucede esto? Por una sen-

cilla razón, y es que estamos hablando de que hay unos países que son desarrollados y otros que son subdesarrollados. Y estamos hablando de una cuestión que es común para Venezuela, que ya todos debíamos saber: que una parte pequeña de la población del país tiene una gran proporción de los ingresos totales y una gran parte de la población una proporción pequeña de los ingresos. Por eso esta noche los del primer grupo nos podemos permitir el lujo de, antes de comer, tomarnos unos seis, siete tragos ahí en el bar. Esta es la razón. O sea, que no hay proporción entre los ingresos del país y su población.

Si dibujáramos un gráfico, una curva que representara en dos coordenadas la población y el ingreso, si dibujáramos un cuadrado en donde fuéramos colocando en el eje horizontal la población hasta llegar desde el 0 hasta el 100% en términos porcentuales, y en el eje vertical también de 0 hasta 100% los ingresos, esa línea sería la diagonal de ese cuadrado. O sea, que cada uno recibiría una parte proporcional y constante. El 10% de la población recibiría el 10% del ingreso, el 20% de la población el 20% del ingreso. Y todos recibiríamos ingresos iguales. Pero eso no sucede, sino que la curva es convexa, hacia el eje horizontal.

Y entonces una proporción pequeña, el 10% de los pobladores de Venezuela, recibe el 40% de los ingresos y el 10% de los ingresos van al 40% de la población. Tenemos esa desproporción tan descomunal. Eso, en términos mundiales, se conserva de la misma manera. Y si dibujamos ese mismo gráfico, en términos mundiales, bien sea por regiones o países, como queramos representarlos, vamos a tener esta tremenda desproporción, y encontramos, a fin de cuentas, que el 73% de la población mundial apenas tiene el 14% del producto territorial, vale decir, de los bienes y servicios que produce todo el mundo. Y si repetimos el gráfico utilizando energía y población, hallamos que el 73% de la población sólo consume el 12% de energía de todo el mundo.

Esto comprueba lo que venía afirmando de que existe una hambruna energética impresionante. Y es tan impresionante, que empieza a causar tremendas tensiones sociales y políticas en todo el orbe. No podemos engañarnos por el hecho de que aquí, todo esté tranquilo y que no retruene el estallido de una bomba en una esquina o el redondillo, como lo llaman aquí. Pero en Caracas sí suceden estas cosas y también en otras capitales y ciudades del mundo. Y en la visita que acabo de hacer a E.U.A. y México, me impresionó ver a los agitadores

en E.U.A., cosa que nunca había visto allí. Es un país desarrollado y, sin embargo, los vi en acción, los famosos *beatniks* y los *hippies* y todo ese conjunto de gente frustrada. Que no es sino una manera de protestar que ha encontrado buena parte de la juventud, no sólo de la ignorante o pobre, sino de la juventud intelectual, para protestar contra el estado de cosas que existe en el mundo.

El consumo de energía es absolutamente necesario para el desarrollo. No se sabe qué relación causa-efecto existe, es decir, no se podría establecer completamente la relación de causalidad entre consumo de energía y producción. Pero se puede decir con toda seguridad que uno y otro son posiblemente causa y efecto al mismo tiempo. O sea, que la relación de causalidad sin estar bien definida, nos permite conocer que lo uno y lo otro son de dependencia mutua. Y este factor se aplica al mundo subdesarrollado, que los franceses han dado por llamar el "tercer mundo". En las grandes conferencias mundiales se nos denomina países "en vías de desarrollo", para no ofendernos. Estoy de acuerdo con la terminología para Venezuela, pero no con respecto a Bolivia. Tampoco Ecuador. No están en proceso de desarrollo. Y hasta dudo que Perú lo esté.

¿Qué pasa en ellos? Fijémonos cómo es de impresionante la dependencia de estos países de la energía, especialmente del petróleo. México: 91% del consumo de energía es petróleo; Argentina: 93%; Venezuela, prácticamente 100%; Indonesia: 93%; Arabia Saudita: 100%; Uruguay: 100%; Brasil: 77%; Irán: 96%; Irak: 100%; Trinidad: 100%; RAU: 95%; Malaya: 98%; Líbano: 97%; Sudán: 92%. Paro de contar. Petróleo y gas: los hidrocarburos son la primera fuente de consumo energético de estos países, porque no tienen carbón, ni recursos hidráulicos suficientes, porque por más que se desarrollaran éstos, nunca serían más del 6% del consumo total de energía que requerirían para su desarrollo.

Para el año 2000 posiblemente E.U.A. tenga desarrollados todos sus recursos hidráulicos. Y, sin embargo, entonces, aun para ellos, el consumo de energía en forma de energía hidráulica o proveniente de ella, no va a representar más del 5%. Quiere decir que el petróleo y el gas tienen una importancia extraordinaria para el mundo. Ya hemos establecido la segunda premisa: petróleo y gas, indispensables para el desarrollo mundial.

Ahora vamos a establecer la tercera: El petróleo y el gas, ¿se encuentran en el mundo en cantidad suficiente para suplir las necesidades

energéticas de la demanda mundial? Vamos a ver qué pasa y a comparar un poco con otras fuentes de energía, la energía atómica, la nuclear, la solar, la de mareas, la geotérmica, etc. Vamos a comparar con todas ellas. Encontramos en un estudio de un experto francés, Chapelle, del Instituto Francés de Petróleo, en una obra que se llama *La Economía del Petróleo,* escrita en 1964, que cualesquiera que sean las cifras que se tomen en consideración para el consumo futuro de energía en el mundo, se pueden sacar tres conclusiones: 1º a pesar de la aparente superabundancia actual de diversas formas de energía, el mundo corre el riesgo de una penuria dentro de 40 años, de 1968 al 2008. O sea, que no estamos soñando cuando decimos que esta generación tiene que preocuparse por lo que le va a faltar de energía a la generación subsiguiente que ya existe y a la que viene detrás de ellos que, posiblemente, ya está detrás de nosotros pisándonos los talones. Ya sabemos que en el mundo hoy en día no sólo se superponen tres generaciones, sino hasta cuatro.

También expresa Chapelle que el consumo de petróleo y gas hasta el final de siglo, el año 2000, sobrepasará las reservas actualmente probadas de hidrocarburos. Y merma considerablemente las reservas probables. Y afirma que deberá hacerse un esfuerzo considerable por descubrir nuevas reservas, especialmente en la plataforma continental. O sea, que en opinión de este experto europeo de renombre, porque ocupa una posición importante en el mundo del petróleo, las reservas probadas no serán suficientes y las probables serán mermadas por el aumento de la demanda mundial.

Dice, en tercer lugar, que el consumo de carbón, hasta el final del siglo, no tomará más que una pequeña parte de las reservas existentes. Es cierto, porque las reservas de carbón, comparadas con las de petróleo y gas, son mucho más grandes. Pero él asegura que si las hulleras no se mantienen en producción continua, será muy difícil, cuando llegue el momento en que se requiera su producción, que puedan suplir a la demanda mundial de energía por no estar en situación técnica o económica para hacerlo. Que sería tan costoso producir carbón que casi sería imposible utilizarlo. Concluye Chapelle: "si de aquí a 20 años la producción de carbón se debe doblar (piensa él que esto es lo que debe suceder para que pueda contribuir a abastecer su parte en el consumo de energía, como se contempla también con el petróleo), entonces este crecimiento de la industria carbonera debe ser planificado y programado desde ahora.

Esto significa que habría que establecer prioridades en el consumo de los combustibles. Chapelle hace otra observación muy importante: que el reemplazo cercano de las fuentes clásicas de energía, como el petróleo, el carbón, el gas y la hidráulica, por la energía nuclear, a través de los procesos de fisión, no es probable, porque los rendimientos de las plantas que utilizan ese sistema no son comparables. Para tratar, por ejemplo, de generar energía eléctrica que sería el campo principal en donde se aplicaría la fisión, se requieren inversiones muy grandes todavía. Para probarlo, explica que las siete primeras plantas construidas en Gran Bretaña, con el objeto de suplir energía nuclear a través de la fisión, costaron 500 millones de libras esterlinas y que si esas plantas se hubieran construido para consumir las fuentes clásicas de energía, sólo hubieran costado 140 millones de libras.

Hay todavía, pues, una diferencia notable entre petróleo y gas y aun carbón *versus* fisión. Es verdad que E.U.A. ha logrado progresos fantásticos. Se piensa, con bastante razón, que plantas termoeléctricas de más de 500 megavatios operadas a través de la energía nuclear, podrían ser igualmente competitivas con el carbón o el petróleo. 500 megavatios son 500.000 kilovatios. Eso se aplica muy bien a los países desarrollados; pero, ¿qué pasa con los subdesarrollados? ¿Podemos construir en cada caso una planta de 500.000 kilovatios? ¿O son más recomendables un grupo de pequeñas, de 50.000 o menos para suplir a una demanda determinada? Porque una de 500.000 en un sitio, nos obligaría a centralizar allí y construir líneas de transmisión hasta todos los puntos donde fuera consumida la energía y exigiría un mundo grande y amplio para entrar en la fase de las economías de escala.

Pero las previsiones de Chapelle no son las únicas que existen. Hay otras, como las de Lambert, en un trabajo presentado para estudiar los requerimientos futuros de energía para el mundo, para E.U.A. y para los países de la Comunidad Económica Europea. Utilizando informes de la Independent Petroleum Association of America, presentados en Dallas en 1966 y otros estudios presentados por la Ressures for the Future, escritos en conjunción con los países de la Comunidad Económica Europea y también de 1966, dice este comentarista que para 1980, los países de la Comunidad Económica Europea tendrán un patrón de consumo de energía de este tipo: nuclear, 8 al 10%; gas natural, 11 al 14%; hidroeléctrica, 4%; lignito, 4%; carbón, 9 al 18%; petróleo, 50 al 55%.

O sea, que entre petróleo y gas tendríamos alrededor del 70% del consumo total de energía de la Comunidad Económica Europea. Y eso representa alrededor de 10 a 11 millones de barriles diarios. Y si el 55% se lo atribuimos al petróleo, eso representaría como 6 millones de barriles diarios. Esta cantidad es casi el doble de la producción actual de Venezuela. Y sería el doble de lo que importa E.U.A. ahora, a 14 años de distancia de lo que va a consumir en 1980. Lambert afirma que es muy importante el hecho de que, de no mejorar los precios del petróleo y del gas, Europa y E.U.A., tendrán que confrontar una industria puesta de rodillas. Cuando hablamos de una industria petrolera, hay que entender que se trata no sólo de la industria manejada por las empresas petroleras, sino de la industria de los países que poseen el petróleo. Entonces, cuando se pone de rodillas a la industria petrolera, se pone también de rodillas a los países que producen el petróleo y que lo suministran al mundo.

Entonces resulta que es muy importante esto del precio. Al mismo tiempo que sabemos que las fuentes de energía tienen que conservarse, hasta cierto punto, a un nivel accesible a los países en desarrollo, también tenemos que comprender que es un activo de los países que poseen esas fuentes, activos que son irrenovables, exhaustibles, que se consumen con el uso y que además son escasos, a largo plazo. Que no se pueden vender a cualquier precio, por más que queramos hacerlo así. Aquí se presenta una idea que poco se ha discutido. Existe hoy en día, un organismo mundial que se ocupa de los usos pacíficos de la energía atómica. Pero no existe uno para que se ocupe de la distribución y del consumo de la energía en la tierra. Un organismo que estudie cómo va a suplir la energía a todo el mundo en el futuro. No sólo a Europa y E.U.A., sino a América Latina, que ya consume 2 millones de barriles diarios. Y que va a consumir 4 dentro de diez años; y dentro de veinte años, 8 y medio o 10. ¿De dónde los va a sacar?

Lambert, apoyando las observaciones que hace Chapelle, dice que las inversiones en energía atómica que van a requerir los países de la C.E.E., entre 1970 y el 2000, son de este orden. En los primeros diez años, $ 6.500 millones; en la segunda decena, $ 15.700 millones; y en la tercera, $ 37.600 millones. En total, $ 60.000 millones. Y ellos están calculando con base en el 10 por ciento del consumo total de los países de la C.E.E., en forma de energía nuclear. ¿Qué pasaría si se requiriera, porque no hay suficiente petróleo en el mun-

do, el 20%, suplir el 20% de ese mercado, con energía nuclear? ¿De qué orden de magnitud serían esas inversiones? ¿Cuántos millones de dólares serían? ¿Puede la C.E.E., con el desarrollo que tiene, como región poderosa, económica e industrialmente, hacer una inversión de ese tipo?

Y si pudieran ellos, se abre otro interrogante: ¿podrían los países de América Latina y del resto del mundo, suplir, encontrar, esa fuente de energía y esas fuentes de inversión? Para contestarles veamos una opinión que da el señor Arnold J. Carrico, de la William Brothers, utilizando un estudio de M. King Hubbert, para la Academia Nacional de Ciencias de Washington y otro organismo que se llama "Fuentes para el Futuro", de la Fundación Ford.

Carrico adelanta —estoy citando siempre autores del mundo occidental para evitar que se diga que por ser socialistas o comunistas es que argumentan así— dos conclusiones muy importantes: 1º, apenas se inicia en E.U.A., ahora, la necesidad de importar petróleo. Y dentro de los 15 años venideros, quizá llegue a importar tanto petróleo como el que se produce ahora (cerca de 9 millones de barriles diarios). Y Carrico se pregunta: ¿podrá la industria petrolera, fuera de E.U.A., sostener tan crecida exportación hacia ese país y, además, satisfacer la creciente demanda del mercado mundial no estadounidense? Pregunta importante. ¿Será posible? Se puede discutir todo lo que se quiera. El sector privado petrolero afirma que hay abundancia grande de petróleo; los países exportadores dicen que no la hay, que a largo plazo hay una escasez. ¿A quién le vamos a hacer caso?

¿Se puede permitir el mundo el lujo de permanecer en esa confusión de ideas? Dice Carrico: por lo que hoy se sabe y por optimistas que seamos en la escogencia de las bases de nuestras estimaciones, es imposible pronosticar que habrá petróleo suficiente para proporcionar a las multitudes mundiales un nivel de vida comparable al de E.U.A. No es demasiado temprano para preocuparse por los recursos de energía en el mundo entero. Queda comprobada la tercera premisa: no hay, aparentemente, tomando en cuenta los informes de expertos, suficiente oferta petrolera para el futuro. Y si vamos a los informes de L. G. Weeks, antiguo jefe del Departamento de Geología de la Standard, de New Jersey; y examinamos las previsiones de M. King Hubbert, jefe del Departamento de Investigaciones de la Shell, en Houston; y si vamos revisando todas las previsiones que se van haciendo en este campo, realmente, ¿podemos pensar que el problema

de la energía está resuelto? Este es un gran problema que tiene planteado el mundo. Y si nosotros no sabemos resolverlo a tiempo, estamos abocados a una situación sumamente difícil, que se irá reflejando cada vez más en la vida social y política, así como en el desarrollo. Ojalá que no tengamos que ver una de las peores revoluciones que hayan ocurrido en la historia de este mundo.

Eso me trae a la segunda parte de esta conferencia. Podría seguir por este camino, hablando de muchas cosas más del petróleo. Pero vine a hablar de otra cosa importante: el ingeniero en el desarrollo. Para eso he utilizado algunos escritos del Profesor Frank Tiller, de la Universidad de Houston, Director de Asuntos Internacionales allí, y datos de otros, especialmente del Dr. Shilling, decano de la Facultad de Ingeniería de la Universidad de Montana. El tema es ahora muy querido para mí, empeñado en labores educacionales en la Universidad Central de Venezuela, en la Universidad de Los Andes y en la Universidad Santa María. Y en los cursos de post-grado de la UCV.

Tiller tiene un trabajo sobre la educación universitaria y el crecimiento económico y la situación —es la parte que quiero tocar— de la educación universitaria en Venezuela. En este trabajo, el autor trata de fijar nuestra atención en la relación que existe entre la educación formal y el desarrollo económico. Por ejemplo, investigar cómo se compara la inversión educacional con otros tipos de inversión y, entonces, equiparar el beneficio social que resulta de una inversión determinada en la educación, por contraste con el que pudiera venir de otras alternativas, como sería la inversión en bienes de capital o de consumo, o de infraestructura económica.

También plantea el interrogante del grado de contribución para el desarrollo económico que dan los diferentes niveles educacionales. Esto es una cuestión muy importante: ¿cuáles son las consideraciones que deben guiar la asignación de la inversión educacional para dividirla entre escuelas urbanas y rurales; entre regiones desarrolladas y subdesarrolladas; en un mismo país? Es conocido el caso de Italia, que tiene una región muy desarrollada, la del norte, y otra menos, el sur. Es lo que llaman el *mezzo-giorno*. Tienen una institución que es la Caja del Mezzo-giorno, que se ocupa de este problema.

¿Cómo debe distribuirse el esfuerzo educacional entre campos como la ciencia pura o la ingeniería y la tecnología? ¿Qué es ciencia aplicada? Dice Tiller que entre las cosas que deben considerarse, está

la de que los economistas sólo recientemente han dirigido su investigación hacia la importante cuestión de la educación, del papel de la educación en el desarrollo económico. Pero dice que ya se ha descubierto que la educación, y uno de sus subproductos, que es la investigación, han tenido gran parte en el desarrollo de E.U.A. en el último medio siglo. Ese concepto está basado en cifras estadísticas. La conclusión definitiva es la de que las inversiones en el campo educacional son altamente beneficiosas desde un punto de vista económico. Cuando uno va a determinar la prioridad en materia educacional, en los diferentes niveles, tiene que estudiar, aunque sea someramente, varias cosas. Por ejemplo, funciones de la educación. ¿Cuáles son?

1º: iniciar a los jóvenes de un país en su propia cultura, el aprendizaje, la captación, fijación definitiva de su propia cultura; 2º: sirve para adiestrar al estudiante en el uso de las herramientas técnicas que va a utilizar en sus campos de acción más tarde; 3º: da al estudiante conocimientos tecnológicos y de investigación, que son los que, en definitiva, producen los cambios en la maquinaria económica y, por lo tanto, en el crecimiento económico de un país. Sabemos que en las economías de escala, la producción crece más que proporcionalmente que el aumento de los insumos; crece más la producción que los recursos que usa. Sale más por un lado de la producción, que lo que se le mete por el lado de los factores de producción.

Pero es la tecnología la que produce eso. Para lo que se llama una pequeña empresa que utilice un método tecnológico determinado, se puede cambiar y alterar y hacer que sus rendimientos sean mayores y sus costos menores, llevándola a una escala mayor. Por eso se llaman economías de escala. El cambio lo produce la mejor combinación de los factores de producción, de tal manera que la producción salga multiplicada con respecto a los ingresos. Esos cambios tecnológicos los produce en buena parte la universidad. Es ella la que toma a los hombres del mañana y fabrica el elemento primordial del cual va a depender la comunidad. Antes hablaba de energía, pero ahora hablo del elemento humano, del factor humano.

¿Qué beneficio apreciable ha producido el petróleo en los países subdesarrollados, que tienen un factor humano de bajo nivel intelectual? Mucho menor que el que produce en países desarrollados que tienen la materia prima para trabajar. Sí, es importante preparar a los estudiantes. No sólo es importante, es que la inversión, lo que se ponga

en el nivel educacional, precisamente es una inversión a la cual inclusive se le puede medir la rentabilidad, en diversas formas: midiendo los ingresos que le produce personalmente al estudiante después de graduado y lo que le ha costado al país hacer que esos ingresos se produzcan. Aparte de eso, los cambios que ha producido en la comunidad.

Ahora llego a un punto donde quiero conectar las dos partes de la conferencia: una es energía, factor importante para el desarrollo. Sin ella no hay desarrollo. Factor humano, importante para el desarrollo. Sin él, aun cuando haya energía, no hay desarrollo. Si lo hay, es escaso. ¿Cómo combinamos esos dos factores? Vienen las famosas inversiones en el nivel educacional. Aquí es donde traigo la parte novedosa en la cuestión educativa. Desde hace un tiempo he venido preocupado por el problema que se presenta al país en materia de educación, en la parte de ingeniería que se refiere a la geología, ingeniería de petróleo y de minas. Encontramos que los tres sitios en donde se enseña a nivel universitario la carrera de ingeniero de petróleo, que son LUZ, UDO y UCV, con una honrosa excepción que sería LUZ, las inscripciones son bajas. Y aun para LUZ, con el tamaño de la industria que está en las propias puertas de la casa.

A veces pregunto a los estudiantes: ¿Qué pasa? ¿Por qué sólo 4 o 5 estudiantes? Me responden que el petróleo se va a acabar en los próximos 14 años. ¿De dónde sacaron eso?, pregunto. Es que la relación de reservas a producción es de 14 años. Los muchachos tienen una confusión de ideas, producto de una manera de expresar las cosas que tiene la industria venezolana, absurda. De que la relación de reservas a esa producción es el índice que mide la duración del petróleo y de la industria. Mide una cosa relativa, no mide la cuestión como es. Les he dicho que no es cierto esto. Pero en cierta forma sí lo es. Porque el petróleo y el gas, ya vimos, y podemos ver en cualquier otra estimación que pueda presentarles, son recursos escasos, que se van a consumir dentro de muy poco tiempo. Cuando hablo de poco tiempo no es de 10 años, sino 30, 40, 50, 60. En la vida del mundo no podemos limitarnos a hablar de 10 ni 20 años de plazo. Hay que hablar a mucho más largo plazo, pues si no, seríamos torpes. Tendrían razón cuando nos pusieran en los textos de economía minera o petrolera del futuro: éstos fueron los bárbaros que quemaron el petróleo en el siglo xx. Y posiblemente tengamos que aceptar esa acusación en buena parte.

Pensé en la posibilidad de que se forme un ingeniero de nivel universitario con un radio de acción mayor, que la de ingeniero de petróleo. Se me ocurrió que podría ser el ingeniero energético. Conversé de ello y a unos pareció una idea descabellada. ¡Eso involucra estudiar energía atómica, petróleo, energía eléctrica! Posiblemente. Pero abre un campo mucho más amplio. Y en ese deseo de investigar el asunto, fui a E.U.A. cuando supe que una de las universidades de allá —concretamente, la de Oklahoma State— tenía un proyecto de ese tipo. Allí encontré lo que andaba buscando, un curso mediante el cual, en el Departamento de Ingeniería Mecánica, que era donde se daba el grado de Ingeniero de Petróleo, habían dispuesto cambiarlo por un título distinto. Prácticamente se llama Ingeniería de Recursos Energéticos.

Estos datos me los traje para acá, porque quiero, en el próximo post-grado de petróleo de la Universidad, abrirlo más ampliamente. En el primer post-grado que hemos creado en el Departamento de Petróleo de la UCV, estamos centrados sobre el petróleo y su economía; pero para el doctorado, pienso llevarlo a la economía energética y llamarlo doctorado en Economía Energética. Y voy a entrar a proponer, a ver si es factible que me lo acepten, el cambio del pensum de Ingeniería de Petróleo, para transformar al petrolero en un ingeniero energético. Me podrían decir que un ingeniero petrolero, con la formación universitaria que tiene, podría de por sí continuar estudiando e ir especializándose en todas estas cosas. Creo que sí, pero creo también que habría una gran economía en las universidades y en el país si pudiéramos comenzar con un tipo de experto de esta clase que pasara directamente, sin pasar por el título de ingeniero, al de maestría de una vez, dependiendo de sus calificaciones de curso. Y que entonces llegara a esa especialización.

Esto está nada más que en estudio. Pero pienso que es una cuestión realmente importante. Voy a tratar de hacerlo en la Universidad y llevarlo adelante. Termino diciendo unas pequeñas cosas que se pueden concluir del estudio de la educación e importancia de ella, para que se les quede esto. 1º: Se puede concluir que las inversiones en educación son altamente beneficiosas desde un punto de vista económico, para cualquier país. En E.U.A., la mayoría de la investigación aplicada la hacen las empresas, pero el mayor volumen de investigación pura lo hacen las universidades.

Segunda conclusión: de las funciones de la educación, las que permiten al hombre adiestrarse en la utilización de conocimientos para ejercer un determinado servicio, y las que envuelven la adquisición de conocimientos tecnológicos, de investigación, son las más relacionadas con el crecimiento económico. Tercera conclusión: estas funciones se concentran en los altos niveles educacionales, vale decir, en la Universidad. Con esto no quiero descartar la importancia grande que tienen los niveles de educación técnica media en el país. Ellos son imprescindibles para el ingeniero. Es más, el ingeniero, el geólogo y los inscritos en el Colegio de Ingenieros, de carreras profesionales afines, han venido siendo utilizados, deficientemente, por las empresas que los emplean. Tengo que decirlo, y posiblemente esto hoy tenga todavía hasta un 50% de validez. En mi época tenía un 100% de validez. Cuando regresé de E.U.A. con dos títulos, estuve tres meses dibujando en un departamento cuando dibujaba tanto o mejor que todos allí. En vez de estar aprendiendo cosas mucho más importantes. Y estuve haciendo análisis de agua en un laboratorio tres meses. Cuando eso no tenía ninguna importancia. Cuando tenía que estar estudiando yacimientos petrolíferos, por ejemplo, que era una ciencia nueva entonces y desarrollando mi capacidad de ingeniero en esa cuestión. Con dos títulos universitarios.

Y cuando fui a hacer mi pasantía en los campos petroleros, me hicieron cavar zanjas y montarme en las torres. Y me he podido matar y haberse perdido el trabajo de diez años. Cuando yo tenía que haber sido utilizado en otra forma: en habérseme enseñado la estructura de la empresa; cómo funcionaba ella; cómo era que yo iba a escalar posiciones en esa empresa, para hacer más eficiente mi trabajo y hacerle ganar más dinero a esa empresa. Y cuando llegaba de los pozos de perforar, pensaba que era un entrometido en ese pozo. No tenía que buscar nada allí, iba como a pasear como turista. Y cuando leía en el archivo lo que había sucedido en la historia del campo, y me presentaba ante el jefe y le decía que estaba cometiendo un disparate, porque de acuerdo con el archivo del campo, lo que debe hacerse es esto y esto, se le quedaba mirando a uno como si fuera. . . ¿Por qué se le ocurre a este hombre esto?

Porque no se daba cuenta de que uno era un ingeniero. Por eso digo que no descartamos a los técnicos de nivel medio. Hoy en día, en E.U.A., las escuelas y departamentos técnicos o de tecnología, están en las mismas universidades. Hablé con el decano del Departamento

de Tecnología de la Universidad de Houston, que tiene el título de doctor. Y están hoy en día utilizando a los tecnólogos en esas tareas. Recuerdo a un ingeniero de la Creole, que hoy tiene gran posición en la empresa. Lo encontré con los pies puestos sobre su escritorio y, como soy deslenguado, le dije, aunque era más viejo: ¿y por qué eso? Me contestó: "a mí me pagan para pensar". Y me dije, tiene razón. No para calcular cualquier cosa de esas, que lo puede hacer cualquier tecnólogo, sino para algo más importante, para pensar. Cuando la empresa utiliza a un ingeniero en esa forma, pierde la oportunidad de hacer más dinero, porque deja de preparar a ese hombre. Si estuviera recibiendo cada cuatro años un curso de seis meses, en principios de computación, por ejemplo, para que viera cómo es que la computación es la regla de cálculo del ingeniero de hoy en día. Entonces vería el resultado que le va a rendir ese hombre cuando regrese.

Sigue diciendo en conclusiones este trabajo: a mayor educación corresponden mayores ingresos y, a éstos, una participación mayor en el desarrollo económico. Es cierto. Por eso, cuando se utilizan ingenieros en cosas banales, se está perdiendo plata y tiempo. No avanza la industria. Y por eso se perforan de repente pozos con *casing* de 5 y media pulgadas todavía, cuando sabemos que eso no está bien. Hay que meterse con huecos de 5/8 de pulgada y empujar el *casing* de 7 pulgadas. Porque tenemos después problemas operacionales. Y lo sabemos desde hace mucho tiempo. Pero como aquí nadie consulta ni utiliza la experiencia de los demás. . .

Así que hay que experimentar en cabeza propia y gastar plata, y darse cuenta de que un pozo perforado y completado en esa forma, le va a costar a la empresa mucha más plata al final. Porque entonces hay que hacer una serie de trabajos de reparación y traer equipo especial y el pozo no admite cierto tipo de complementaciones. Pero ¡como no dejan pensar al ingeniero! Usted tiene que hacer esto, porque esa es la costumbre.

La Universidad es la institución clave que gobierna las fundaciones mismas de la sociedad moderna, por su influencia en otros niveles educacionales y sobre las instituciones legales, económicas y políticas determinantes de la cultura nacional. ¡Cierto! La investigación universitaria sirve de enlace con el sector secundario de la economía, permitiendo a ésta aprovecharse mejor de los profesionales y expertos que utilice. ¿Cuál es el sector secundario de la economía? a) El

sector manufacturero; b) el sector primario, que es el de extracción. Hay que estar en contacto constante con las universidades. Dije eso a un amigo de la Creole hace poco, que aconsejaría a la empresa que a todos sus ejecutivos los enviara cada 5 años a darse un paseo por las universidades, no sólo de E.U.A., sino de Europa, incluida Rusia, a ver qué pasa por allá. Porque va a ser de mucha utilidad y se van a cambiar muchas ideas dogmáticas, enquistadas, inflexibles, que tenemos metidas en la cabeza.

¿Qué es lo que me pasó a mí con ese viaje que hice? Cambié una serie de puntos de vista, nada más que de ver lo que había en esas universidades. Cambié totalmente. Eso tienen que hacerlo también los ejecutivos. No es sólo la experiencia lo que vale. Es que tengo 25 años aquí perforando pozos. ¿Y qué?, siempre igualito. Sumar año a año, si no representan un adelanto esos 25 años haciendo la misma cosa, no significan nada.

Lo estudios de post-grado son indispensables para el desarrollo de los estudiantes que no han recibido un grado como para los que ya tienen título. Es evidente. Una universidad sin post-grados, no puede progresar en el pre-grado. Debe existir una verdadera evaluación de la educación universitaria y de los niveles inferiores de educación, para que el crecimiento de la Universidad esté sincronizado con el de éstos. Es claro. Es lo que estamos hablando. La existencia del nivel medio, que no lo hay todavía en el país y lo necesitamos urgentemente. Y cuando se dice que se necesitan dos tecnólogos por cada ingeniero, en Venezuela deberían existir por lo menos 14.000 y los que hay son 2.000 o menos. ¿Dónde estamos, entonces, parados? ¡Utilizando a los ingenieros para que hagan cementaciones! ¿Hasta cuándo? Esto deben hacerlo los tecnólogos.

Para la América Latina, las inversiones en los campos de las ciencias de la ingeniería, administración pública y privada, de la agricultura y economía, son más productivas directamente en la etapa actual de desarrollo, que en los otros campos de la educación. Tengo tema para seguir esta noche hasta que se cansen y queden dormidos en las sillas. No lo voy a hacer. Me paro aquí. Creo que llegué al final. Ahora tienen ustedes la oportunidad para hacer preguntas. Valen todas las preguntas que quieran, inclusive, las no consideradas en la conferencia.

INDICE

PRECIOS

CREACION

PRESUPUESTO

SEDE

JUNTA DE GOBERNADORES

LA CONFERENCIA

COMISION ECONOMICA DE LA OPEP

POLITICA PETROLERA

INDICE

ESTE LIBRO SE TERMINO DE IMPRIMIR EL DIA 22 DE JUNIO DE MIL NOVECIENTOS SETENTA Y UNO, EN LAS PRENSAS VENEZOLANAS DE EDITORIAL ARTE, EN LA CIUDAD DE CARACAS